

Análisis de la utilización de boyas ODAS para medición del viento en la mar a fin de determinar la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico

Trabajo Final de Master



Facultat de Nàutica de Barcelona
Universitat Politècnica de Catalunya

Trabajo realizado por :
Gastão Soares de Moura

Dirigido por:
Jorge Moncunill Marimon

Master en Nàutica y Gestión del Transporte Marítimo
Departamento de Ciencia e Ingeniería Náuticas

Barcelona, 28 de mayo de 2019



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH
Facultat de Nàutica de Barcelona

Full de Cortesía

Agradecimientos

Primer gracias a la Facultad de Nàutica de Barcelona, gracias por haberme permitido crecer y aprender, gracias a todas las personas que fueron parte de este proceso, gracias a mi tutor Jordi Moncunill por la gran asistencia durante el proyecto. Gracias a todos ustedes sea de manera directa o indirecta, fueron ustedes los responsables de realizar su pequeño aporte. Gracias a mi compañera Tatiana Maghamez que sin ella eso no sería posible, a mis padres y mis hermanos que fueron mis mayores promotores durante este proceso. Gracias a la empresa EOLOS Floating LiDAR Solutions por haberme dado la oportunidad de aprender sobre este tema y poder realizar este trabajo.

Resumen

El objetivo de este trabajo es presentar un resumen de la información disponible sobre la creciente tecnología que utilizan los equipos LiDAR para realizar mediciones de viento en alta mar. A bordo de una boya el equipo LiDAR es capaz de realizar mediciones de viento en tiempo real a diferentes alturas hasta 200 m. La medición tiene como objetivo la evaluación de los recursos eólicos de un área. Los datos se evalúan para llevar a cabo el estudio de viabilidad económica de un proyecto de un parque eólico *offshore*. La *Floating LiDAR System (FLS)* ha sido capaz de sustituir los tradicionales mástiles fijos con anemómetros con la misma fiabilidad en la medición, pero con un coste de instalación mucho inferior. Se trata de un mercado que se ha desarrollado mucho en los últimos diez años, y con muchas empresas que han presentado diferentes equipos en el mercado, estando motivadas por el creciente interés en la energía eólica *offshore*.

Abstract

The objective of this dissertation is to present a summary of the information available about the growing technology which makes use of the LiDAR devices to measure the Wind offshore. Onboard on a buoy the LiDAR is capable to perform Wind live measurement on different heights until 200 m. The measurement has as the main objective the Wind resource assessment of the area. The data will be evaluated to perform the economic feasibility study for an *offshore* wind farm Project. The Floating LiDAR System (FLS), has been able to replace the traditional fixed masts with anemometers with the same confidence level on the measurement, but with a smaller installation cost. It is a market that has developed a lot in the last ten years, and with many companies that have presented different equipment in the market, being motivated by the growing interest in offshore wind.

Tabla de Contenidos

RESUMEN	IV
TABLA DE CONTENIDOS	VI
LISTADO DE ILUSTRACIONES	VII
LISTADO DE TABLAS	VIII
<u>1. ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE.</u>	<u>1</u>
PRINCIPIOS SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA	1
POTENCIALIDAD DEL VIENTO EN UN SITIO O REGIÓN	6
CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES	11
ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE	14
EQUIPOS PARA MEDICIÓN DEL VIENTO	15
<u>2. FLOATING LIDAR SYSTEM (FLS)</u>	<u>19</u>
LA BOYA	19
<u>3. OWA ROADMAP</u>	<u>24</u>
NIVEL DE MADUREZ	24
BASLINE (STAGE 1)	26
PRE COMMERCIAL (STAGE 2)	27
COMMERCIAL (STAGE 3)	27
FACTORY ACCEPTANCE TEST Y SITE ACCEPTANCE TEST	29
CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y KPIS	30
<u>4. PRACTICAS RECOMENDADAS PARA UNA FLS</u>	<u>36</u>
I. CONFIGURACIÓN	38
II. CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS	42
III. EVALUACIÓN DE ADECUACIÓN	46
IV. PRUEBAS DE VALIDACIÓN	49
V. DISEÑO DEL PROYECTO DE EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICOS.	53
VI. EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE VALIDACIÓN	54

VII. EVALUACIÓN DE RECURSOS EÓLICOS	60
5. NORMATIVAS PARA LAS BOYAS	63
IALA GUIDELINES 1099 HYDROSTATIC DESIGN OF BUOYS AND 1066 DESIGN OF FLOATING AID TO NAVIGATION MOORING	63
IEC 61400-12-1:2005 “WIND TURBINES - PART 12-1: POWER PERFORMANCE MEASUREMENTS OF ELECTRICITY PRODUCING WIND TURBINES”	65
6. MERCADO ACTUAL	66
AXYS TECHNOLOGIES INC.	70
EOLOS FLOATING LIDAR SOLUTIONS	71
FRAUNHOFER	72
FUGRO	73
CONCLUSIÓN	74
7. BIBLIOGRAFÍA	75

Listado de Ilustraciones

Ilustración 1 - Cilindro de aire. Fuente: [2].....	4
Ilustración 2 - Ejemplo de la función de densidad de probabilidad de Rayleigh. Fuente [27];.....	8
Ilustración 3 - Ejemplo de la función de densidad de probabilidad de Weibull. Fuente: [27]	8
Ilustración 4 - Mapa de recursos eólicos en Europa a 50 m del suelo. Fuente: RISO/DTU	9
Ilustración 5 - Influencia de la altura en el perfil del viento. Fuente:[27].	10
Ilustración 6 - Rosa de los vientos de los datos acumulados de un proyecto de medición. Fuente:[2]	11
Ilustración 7 - Partes de un aerogenerador. Fuente [26]	12
Ilustración 8 - Parque eólico offshore. Fuente: [25].....	13
Ilustración 9 - Mastil de anemómetros de la empresa Ore Catapult, Blyth, UK. Fuente: Propia.	16
Ilustración 10 - Funcionamiento de un LiDAR flotante. Fuente [13].....	17
Ilustración 11- Equipos LiDAR ZX300M y Windcube v.2. Fuentes: [16];[24].....	19
Ilustración 12 - FLS200 de la empresa EOLOS. Fuente: Propia.	20

Ilustración 133 - Una boya SPAR i una boya marina. Fuente: [5].....	21
Ilustración 14 – Flujograma de las OWA Recommended practices para FLS. Fuente: [5].....	38
Ilustración 15 -Diseño esquemático de una FLS. Fuente: [5].	39
Ilustración 16 - Grados de libertad de la boya. Fuente: [5].....	44
Ilustración 17- Estrategias para compensar el movimiento. Fuente: [5].	45
Ilustración 18 - Ejemplo de posicionamiento para validación con un sistema de referencia. Fuente: [5].	49
Ilustración 19 - configuración recomendada para instalación en una validación. Fuente: [5].	50
Ilustración 20 - Comparación de la FLS con el Mástil de referencia. Fuente: [5].	51
Ilustración 21 - Potencial de desvío diferencial en la medición de la velocidad del viento resultando em error relativamente grande en la velocidad del viento extrapolada. Fuente: [5].....	56
Ilustración 22 - Ejemplo de correlaciones de la velocidad del viento. Fuente [5].....	57
Ilustración 23 - Ejemplos de correlaciones de la dirección del viento. Fuente: [5].....	58
Ilustración 24 - Ejemplos de errores de sensibilidad de la velocidad del viento. Fuente: [5].	58
Ilustración 25 - Flujograma resumiendo el procedimiento de evaluar la incertidumbre. Fuente: [5].....	62
Ilustración 26 - ejemplo de una marca especial según la IALA. Fuente: [7].	64
Ilustración 27 - Boyas Axys Technologies. Fuente: [17].	70
Ilustración 28 - Boya FLS200 da empresa EOLOS Floating LiDAR Solutions. Fuente: [15].	71
Ilustración 29 - Boya Fraunhofer. Fuente: [14].	72
Ilustración 30 - Boya da empresa Fugro. Fuente: [23].	73

Listado de Tablas

Tabla 1 - Nivel de Madurez, requisitos y limitaciones. Fuente: [6]	26
Tabla 2 -Requerimientos para cada nivel de madurez. Fuente: [6]	29
Tabla 3 - KPIs de fiabilidad del sistema. Fuente: [6].....	31
Tabla 4 - Criterios de aceptación para KPIs de disponibilidad. Fuente: [6]	32
Tabla 5 - Ejemplo del histograma con las columnas de velocidad del viento. Fuente[6].	33
Tabla 6 - Criterios de aceptación para KPIs de precisión. Fuente: [6].....	34
Tabla 7 – Ritmo de destellos de acuerdo con la IALA. Fuente: [4].	64
Tabla 8 - Instalaciones offshore. Fuente: [25].	66
Tabla 9 - Proyección de nuevas instalaciones. Fuente: [25].....	67

Tabla 10 - Distribución geográfica Eólica offshore. Fuente: [25].	67
Tabla 11 - Cantidad de despliegues de FLS. Fuente: [8].	68
Tabla 12 - Visión general del mercado de FLS. Fuente: [8].	69

1. Energía Eólica Offshore.

Principios sobre la energía eólica

El problema del cambio climático se hace cada vez más patente, con lo cual, es necesario que se tomen medidas inmediatas para frenarlo. La generación de energía desenvuelve un rol muy importante en el calentamiento global, ya que la demanda de energía mantiene una tendencia creciente, y en varias ocasiones, se han enfocado los esfuerzos únicamente en satisfacer la demanda. Asimismo, la realidad es que todas las fuentes de energía disponibles afectan de alguna manera el medio ambiente, o sea, se puede decir que no hay ninguna fuente energética completamente “limpia”, así como ninguna es cien por cien eficiente; pero los efectos pueden ser más dañinos en unos casos que en otros. La industria energética se ha concienciado de la importancia de la protección del medio ambiente, de manera está poniendo en práctica importantes medidas para reducir los impactos ambientales. Si hacemos una comparación entre los diferentes tipos de generación de energía, se puede decir que:

Los biocombustibles, a primera vista, parecen una solución energética ideal, ya que las plantas absorben dióxido de carbono, de manera que las plantaciones podrían contrarrestar la emisión generada por la quema de combustibles. La biomasa emite dióxido de carbono y azufre cuando se quemada, pero causan menos polución que los combustibles fósiles. Si al quemar madera en la chimenea o estufa se puede generar contaminantes como monóxido de carbono, al quemar basura se requiere un riguroso control para que no se generen emisiones peligrosas de contaminantes. Las cenizas también pueden ser un problema, ya que pueden contener metales nocivos como el cadmio y el plomo. El etanol es frecuentemente añadido al gasoil para que la mezcla pueda quemar de forma más limpia, pero quemar etanol también crea dióxido de carbono. Para finalizar, el biodiésel crea más óxido de nitrógeno que el diésel del petróleo.

La energía que proviene del carbón es una de las más antiguas que se usan. Las minas de carbón pueden afectar al aire, al agua y a la calidad de la tierra si no se explotan con la debida cautela. Se puede generar agua ácida de minas abandonadas subterráneas, y la quema del carbón causa la emisión de contaminantes como dióxido de carbono, dióxido de azufre y mercurio. La industria del carbón está desarrollando la tecnología del “carbón limpio”, eliminando los contaminantes antes que puedan afectar el medio ambiente, y haciendo que sean más eficientes para que se pueda quemar menor cantidad.

Las plantas de energía geotermales tienen poco impacto, ya no queman combustible para generar electricidad. Estas plantas generan pequeñas cantidades de contaminantes, pero no se puede comparar

con las grandes cantidades de los combustibles fósiles. Su problema está en la dificultad de encontrar los sitios donde se pueden instalar esas plantas, así como los costes asociados a su implementación.

Las plantas hidroeléctricas no generan contaminación del agua o del aire, pero aun así tienen impacto en el medio ambiente. Afectan a la población de peces, cambian la temperatura del agua y su flujo natural, además de provocar la reubicación de personas y animales que viven en el lugar donde se quiere hacer la represa. La represa por sí ya representa un riesgo de rotura y puede provocar catástrofes ambientales como se ha visto en Brasil, en la represa de Brumadinho, al principio del año de 2019.

Las plantas de energía solar no contaminan el aire, agua o emiten gases de efecto invernadero. Sin embargo, para la fabricación de las células de los paneles fotovoltaicos que convierten la luz del sol en electricidad se utilizan algunos materiales tóxicos y químicos. Algunos sistemas térmicos utilizan fluidos potencialmente peligrosos para transferir el calor. La fuga de ese fluido puede ser dañino para el medio ambiente. Así como todas las plantas de energía tienen un impacto visual ya que ocupan un espacio considerable, la cantidad de agua requerida para enfriar generadores, limpiar paneles, etc., puede ser un problema, además de afectar el hábitat de plantas y animales.

Las plantas nucleares generan residuos radioactivos que son un problema para manejarlos sin afectar el medio ambiente. La cantidad de agua utilizada para generar vapor, enfriar equipos, afectan a los peces y otras especies acuáticas. Del mismo modo, los metales pesados o las sales pueden acumularse en el agua utilizada en los sistemas de centrales nucleares. Cuando el agua se descarga de la planta de energía estos contaminantes pueden afectar negativamente la calidad del agua y la vida acuática.

La fuente de energía originada del viento, conocida como energía eólica, se ha puesto de moda debido a múltiples factores, por ejemplo, no ser nociva al medio ambiente, aunque haya personas que digan que sus estructuras tienen un impacto visual tal como su emisión de ruidos pueden molestar. Los aerogeneradores pueden afectar a la vida de pájaros y murciélagos, sin embargo, con el desarrollo de las estructuras con palas más grandes haciendo que se requiera velocidades más bajas. Hay también otras medidas que se han tomado para reducir su efecto a estos animales. Pero aun así no se puede comparar a los efectos derivados de la generación de energía de las otras fuentes como petróleo, carbón o hidroeléctricas.

La energía eólica tiene otras ventajas frente a las otras fuentes, por ejemplo:

- es independiente de inestabilidad política, no como el petróleo;
- es posible instalar en cualquier sitio siempre y cuando haya viento;
- ocupa poco espacio;
- es una fuente de energía inagotable;
- es compatible con otras actividades;
- La energía eólica offshore permite aprovechar el viento que viene del mar;
- Cada KWh producido con energía eólica tiene 21 veces menos impacto medioambiental que el producido por el petróleo, 10 veces menos que el de la energía nuclear y 5 veces menos que el gas;

El viento se origina por que el sol calienta la superficie de la Tierra de manera desigual: en el ecuador mucho más que en los polos. El aire caliente es más ligero que el frío, tiende a elevarse, y el frío ocupa el lugar que deja el caliente. De esta manera, el aire cálido del ecuador se eleva y se dirige hacia los polos, mientras que el frío del norte y del sur se desplaza hacia el ecuador. Todo ello, unido al movimiento de rotación terrestre, el paso entre el día y la noche y la nubosidad genera un flujo continuo de aire: es decir, el viento.

El primer uso de la energía proveniente del viento que se conoce data del año 3.000 a.C. por los egipcios y mesopotámicos en sus veleros, en el siglo VII se empieza a utilizar la fuerza del viento para hacer funcionar la maquinaria de molinos y así realizar tareas mecánicas que requerían un gran esfuerzo físico. Desde finales del siglo XIX aparecen los primeros aerogeneradores, pero no será hasta después de la II guerra mundial que se fabricaran las primeras turbinas de corriente alternadas. Con la primera crisis del petróleo en el año 1973 se ha generado un gran interés por las fuentes de energía renovable y así en los siguientes años sufrirá un boom industrial y tecnológico. Actualmente muchos países cuentan con la energía eólica como fuente energética. La energía eólica en resumen consiste en la acción del viento moviendo una hélice y mediante un sistema mecánico hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica.

¿Cómo podemos medir la potencialidad del viento? ¿Cómo saber si un sitio es bueno, regular o malo para la instalación de sistemas eólicos de producción de energía? Esas son preguntas muy importantes para entender el desarrollo de un parque eólico. Cuando pensamos en los factores que influyen en el proyecto y construcción de un parque eólico existe la falsa idea de que con el valor de la velocidad media del viento basta para asegurar la rentabilidad del proyecto, pero existen otros factores que pueden influir haciendo con que un lugar con mismo valor de velocidad de viento sea excelente, bueno o mediano. Es decir, no es suficiente conocer el valor de la velocidad media del viento.

El termino potencialidad es comúnmente utilizado para describir la capacidad de una fuente renovable, es decir, si comparamos con la producción de biogás es directamente proporcional a la cantidad de animales que produzcan los desechos, que la potencialidad de la energía solar está en función de la radiación solar que hay disponible en el lugar, la potencialidad de hidroeléctrica es proporcional al volumen de agua y la altura en la que está acumulada, y que la potencialidad del viento es función de la velocidad del viento, pero para evaluar su potencialidad en una lugar o región tenemos que tener en cuenta algunos parámetros.

El parámetro más empleado para evaluar un lugar es la densidad de potencia. Debido a la variabilidad temporal del viento, utilizando la potencia media que contiene el viento por unidad de área expuesta al viento, la densidad de potencia media especifica en watt por metro cuadrado de área. Un factor muy importante en ser considerado es que la velocidad del viento aumenta de acuerdo con que aumenta la altura, haciendo con que la densidad de potencia aumenta con la altura.

La potencia se define como la rapidez con la cual la energía es empleada o convertida, y puede expresarse como energía por unidad de tiempo, dígame joule por segundo (J/s). La energía que contiene el viento es su propia energía cinética, y la energía cinética del viento tiene como ecuación la siguiente:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot M \cdot V^2$$

La energía cinética por tiempo entonces resulta:

$$E_{k/t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{m}{t} \cdot V^2$$

Donde:

m: Masa, en kg.

V: Velocidad, en m/s.

$M = \frac{m}{t}$: Masa que se mueve por unidad de tiempo.

Cuando el aire se mueve a una velocidad de V, un cilindro de aire de área A pasará a través del anillo de longitud L a cada segundo. Por tanto, un volumen de aire igual a $A \times L = v$ metros cúbicos (m³), pasará por el anillo cada segundo. Se consideramos un cilindro con un metro de largo:

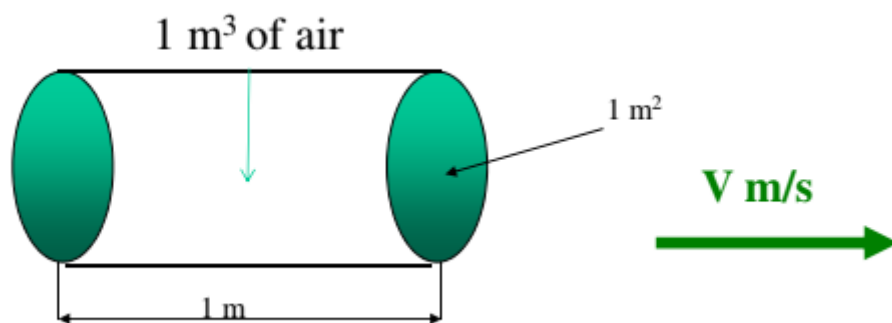


Ilustración 1 - Cilindro de aire. Fuente: [2]

Multiplicando este volumen por la densidad de aire ρ (1,2 kg/m³ a nivel del mar), se obtiene la masa de aire en movimiento a través del anillo cada segundo.

Así sigue energía cinética por unidad de volumen:

$$E_{k/V} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \text{ [J/m}^3\text{]}$$

La potencia generada por el viento, o sea la energía que se genera por segundo en un volumen se calcula como:

$$P_A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot A \text{ [W]}$$

Así siendo, podemos decir que el área de anillo A se puede calcular a través de la siguiente:

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot D^2$$

Así siendo, la potencia generada en un área de 1 m² sigue como:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot V \cdot 1 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \text{ [W} \cdot \text{m}^{-2}\text{]}$$

Donde ρ se expresa en kilogramos por metro cúbico, A en metros cuadrados y V en metros por segundo. La energía por unidad de tiempo es igual a la potencia, por lo que la ecuación anterior expresa la potencia del viento. La conclusión a que se puede llegar de la expresión anterior es que la potencia es proporcional al área a través de la cual el aire pasa, a la velocidad del aire al cubo y a la densidad del aire.

La densidad del aire es la relación entre la masa de este y el volumen que ocupa. Es un factor importante en el estudio del recurso eólico, la potencia por unidad de área depende linealmente de este factor, para aires más densos (calientes) se obtendrá más potencia a una misma velocidad del viento que con aires menos densos (fríos).

Las masas de aire más densas se sitúan cerca de la superficie terrestre, mientras que las menos densas tienden a subir a capas superiores de la atmósfera. Esto produce que el aire en capas próximas a la superficie terrestre sea más denso y a medida que aumenta la altura va disminuyendo la densidad. Hay distintos procedimientos para calcular la densidad del aire, en función de la presión la humedad relativa y la presión, por la ecuación de los gases ideales. Se puede utilizar una fórmula experimental aproximada, a partir de la temperatura y la elevación del sitio.

$$\rho = 1,225 \cdot (288 \cdot T + 273) \cdot e^{-h \cdot 8435}$$

Donde:

ρ : Densidad del aire en kg m³

T: Temperatura en grados centígrados

h: Altura sobre el nivel del mar

Como se observa en la ecuación, la densidad del aire varía con la temperatura y con la altura. El rango de variación de la temperatura es amplio, a lo largo del año, estaciones, e incluso a lo largo del día, produciéndose variaciones significativas entre el día y la noche. Cuanta más densidad contenga la corriente de aire, más energía recibirá la turbina. Por lo tanto, las zonas óptimas para la implantación de parques serían, a priori, las de mayor densidad de aire, que se suelen estar localizadas en zonas de baja altitud. Sin embargo, realmente no ocurre así, ya que el factor determinante, es la velocidad (que afecta cúbicamente a la potencia extraíble del viento), y las zonas de altas velocidades suelen ser las de mayor altura. La densidad de potencia o potencia específica se define como la potencia por unidad de área, es decir:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 [W \cdot m^{-2}]$$

La potencia disponible del viento no es igual a lo que se puede extraer del mismo, habrá pérdidas durante el proceso de conversión de energía cinética en energía eléctrica en el aerogenerador.

Potencialidad del viento en un sitio o región

De acuerdo con lo comentado hasta ahora, es común evaluar la potencialidad del viento en un lugar se utiliza potencia específica o densidad de potencia, ya que este valor expresa qué cantidad de potencia pasa por cada metro cuadrado de superficie que aporta el viento en dicho lugar. Cuanto mayor sean estos valores, mayores serán las posibilidades de ese sitio de producir energía, ya que, como se ha expresado, la potencia es igual a la energía por unidad de tiempo.

La caracterización de una región sobre la base del potencial del viento se expresa asignando a cada área una clasificación cualitativa, o un número de clase sobre la base del valor de la velocidad media anual del viento y la densidad de potencia disponible media anual, siempre especificando la altura sobre el nivel del mar.

De una manera muy simples de decir la potencia que se puede generar con el uso de un aerogenerador sigue la ecuación:

$$P_{Aero} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 [W \cdot m^{-2}]$$

Donde:

C_p : factor de carga

A: Área de barrido de las palas del aerogenerador

El problema es que sabemos que no es posible aprovechar completamente toda la energía disponible, en realidad el valor de la energía aprovechable que se puede sacar de esta energía disponible es mucho menor, sino que llegándose a un máximo de 59,3 % (límite de Betz).

$$C_p = \frac{\text{Energía extraíble}}{\text{Energía disponible}} = 0.593$$

Este límite, se deriva de la conservación de la masa y del momento de inercia del flujo de aire. Los aerogeneradores modernos obtienen entre un 75 % a un 80 % del límite de Betz.

Para el análisis estadístico, una distribución de probabilidad es un término que describe la probabilidad de que ocurran ciertos valores de una variable aleatoria (como la velocidad del viento). Como se explica a continuación, las distribuciones de probabilidad se caracterizan típicamente por una función de densidad de probabilidad o una función de densidad acumulada. La densidad media de la potencia eólica disponible se presenta por:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^{\infty} V^3 \cdot p(V) \cdot dV = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \overline{V^3}$$

Donde $\overline{V^3}$ es el valor esperado del cubo de la velocidad.

Con el valor medio de la potencia producida se puede generar el dato más importante para la evaluación del lugar, que es la producción de energía anual (*Annual Energy Production, AEP*). La producción anual de energía de una turbina eólica es la cantidad total de energía eléctrica que se produce durante un año, medida en kilovatios hora o megavatios hora (kWh o MWh). La AEP depende de la distribución de la frecuencia de medición de velocidad del viento, ya que es diferente del valor obtenido directamente de la media de velocidad del viento anual. Por ejemplo, si tenemos una media de velocidad de viento constante igual a 4 m·s⁻¹ la potencia media anual será más baja que, si consideramos la misma media anual de velocidad, pero ahora la mitad del tiempo tuvimos el viento a 0 m·s⁻¹ y la otra mitad 8 m·s⁻¹, el resultado será casi 5 veces más grande.

Una forma de conocer la producción anual de energía de un aerogenerador es mirar el factor de carga de una turbina en su localización particular. Como factor de carga definimos la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8766 horas del año. Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 70 por ciento, y sobre todo alrededor del 20 al 30 por ciento.

$$AEP = \left(\frac{\bar{P}}{A} \right) \cdot A \cdot C_p \cdot 8760 \cdot 1000^{-1}$$

Ejemplo: si una turbina de 600 kW produce 1,5 millones de kWh al año, su factor de carga es 1.500.000 : (365,25 * 24 * 600) = 1.500.000 : 5.259.600 = 0,285 = 28,5 por ciento.

Se debe tener en cuenta que la función de densidad de probabilidad se puede superponer en un histograma de velocidad del viento normalizada al área del histograma. Dos distribuciones de probabilidad se usan comúnmente en el análisis de datos de viento: la de Rayleigh y la de Weibull. La distribución de Rayleigh utiliza un parámetro: la velocidad media del viento. La distribución de Weibull se basa en dos parámetros y, por lo tanto, puede representar mejor una variedad más amplia de regímenes de viento.

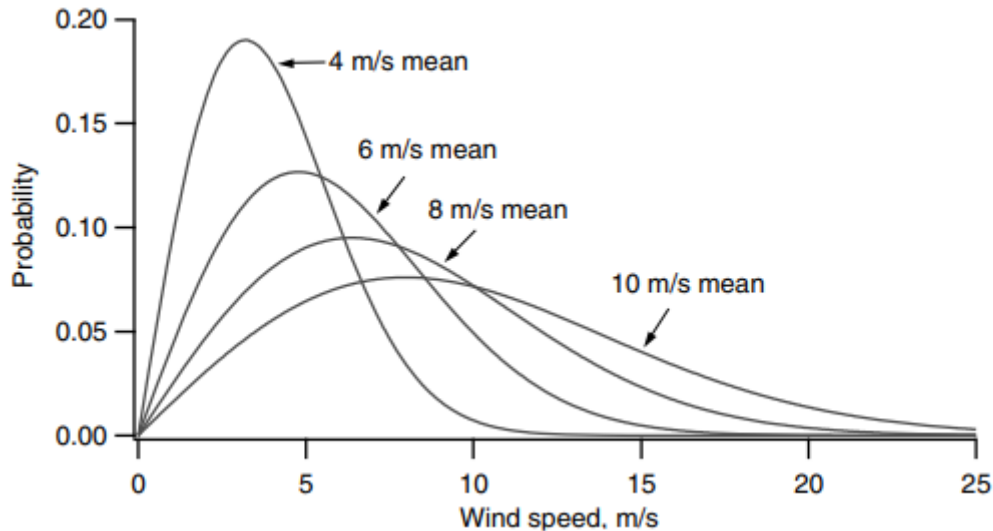


Ilustración 2 - Ejemplo de la función de densidad de probabilidad de Rayleigh. Fuente [27];

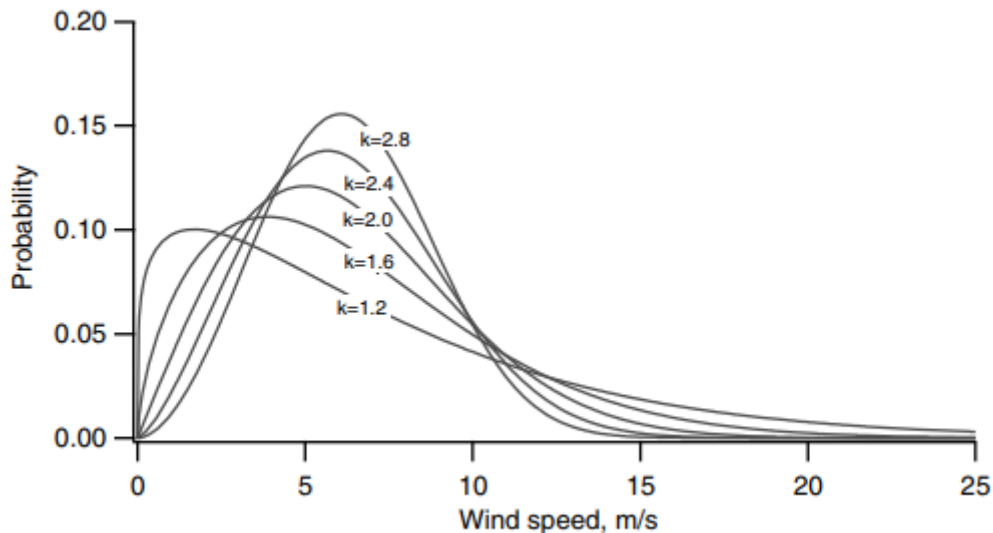


Ilustración 3 - Ejemplo de la función de densidad de probabilidad de Weibull. Fuente: [27]

Como conclusión, se puede decir que, al evaluar el potencial eólico, no basta conocer la velocidad media del viento, sino que es necesario conocer también la densidad media de potencia. Como se ha explicado anteriormente es posible decir que potencia generada por el viento es proporcional a la velocidad del

viento elevado al cubo, el que hace la elección del sitio de instalación muy importante. Así el principio de un proyecto de un parque eólico se basa en la busca de un sitio donde haya viento con buena intensidad al largo de todo el año. Abajo se presenta un mapa de la intensidad del viento en Europa, donde se puede ver que en la parte norte tiene una mayor fuerza, lo que explica el grande desarrollo de esta fuente energética en esta región.

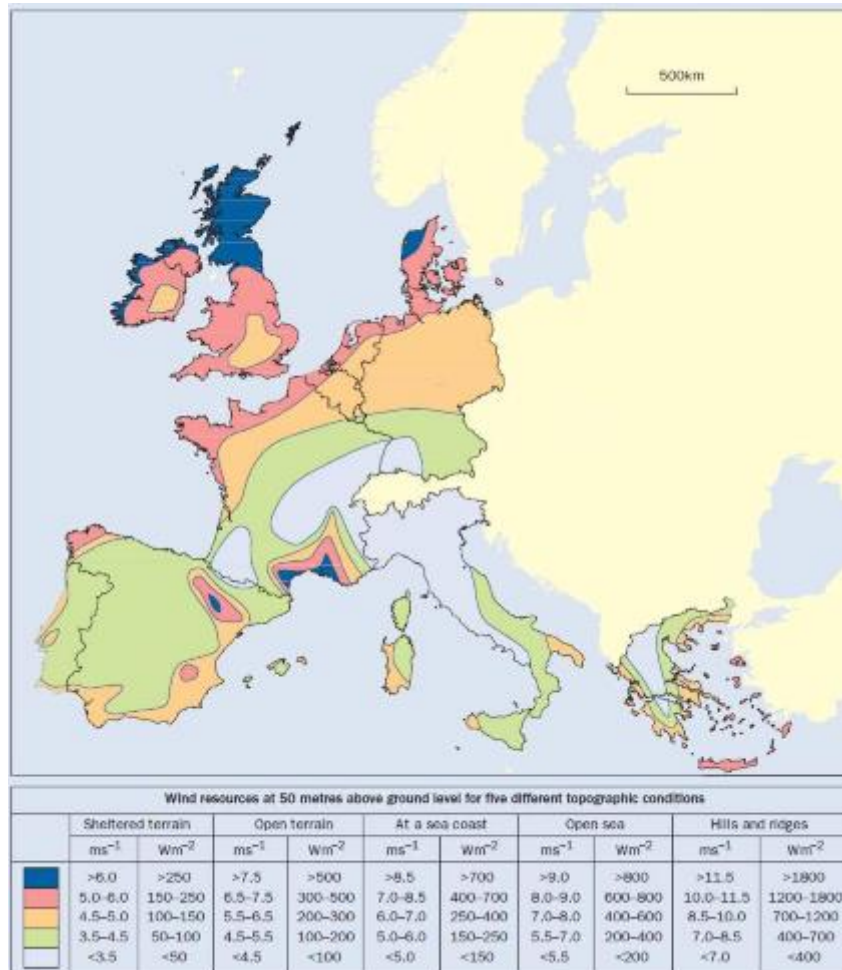


Ilustración 4 - Mapa de recursos eólicos en Europa a 50 m del suelo. Fuente: RISO/DTU

El viento tiene su perfil de energía directamente influenciado por la altura, es decir, su velocidad no es constante en todas las alturas. Un equipo funcionando a 30 metros de altura irá sufriendo el efecto de vientos mucho más fuertes que un equipo en el suelo. Abajo es posible ver como el viento varía en función de la altura Z.

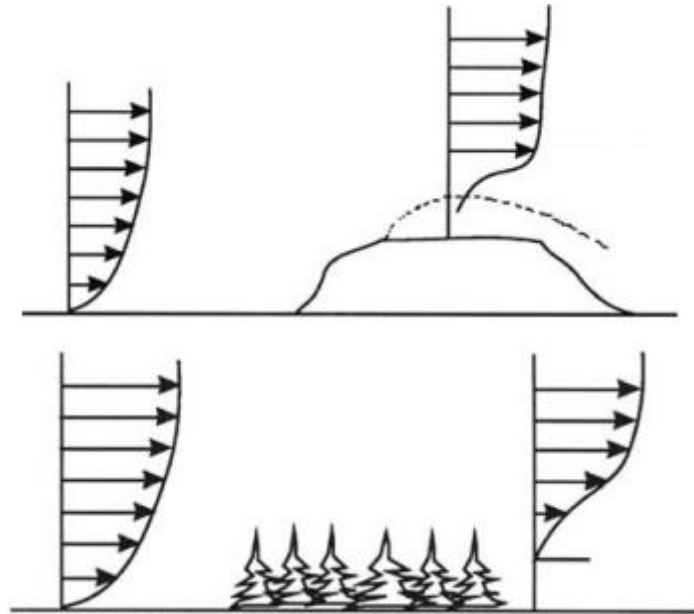


Ilustración 5 - Influencia de la altura en el perfil del viento. Fuente:[27].

La velocidad en $Z = 0$ siempre se considera cero, subiendo la altura se nota también la ausencia de obstrucciones haciendo que el perfil vuelva a su forma natural, eso puede generar grandes fluctuaciones principalmente en regiones donde haya vientos más fuertes. Sin embargo, es muy importante notar que la turbina experimentará diferentes vientos entre el punto más bajo del desplazamiento de la pala y el punto más alto.

Para la elección de la ubicación de un parque eólico, es necesario tener en cuenta algunos factores que necesitan ser estudiados pues pueden influir directamente en su coste, rendimiento y facilidad de instalación del parque.

El primer punto que debe ser estudiado para empezar el proyecto de un parque es el viento que ocurre en la región a lo largo del año. La rosa de los vientos del lugar es el primero paso que se debe hacer, una medición del viento a diferentes alturas, comprobando la dirección y la velocidad. Esta medición debe tener como duración mínima un año, pero muchas veces para obtener más datos y aumentar la fiabilidad del estudio se puede extender el proyecto más de un año. La velocidad del viento influye en el diseño del sistema y en la viabilidad económica.

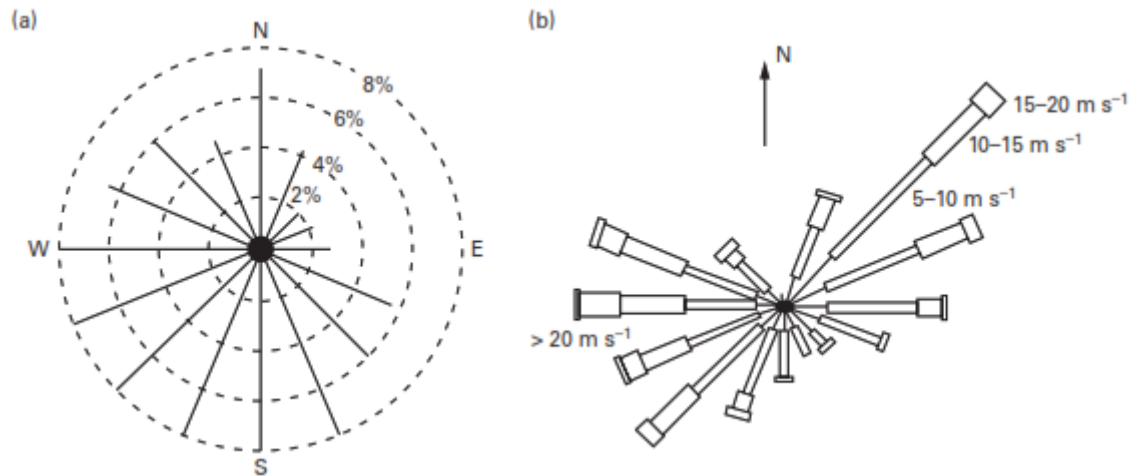


Ilustración 6 - Rosa de los vientos de los datos acumulados de un proyecto de medición. Fuente:[2]

El segundo punto que se debe estudiar es el entorno del lugar escogido. El relieve del terreno tiene gran influencia en la calidad del viento que llegará a los aerogeneradores, factores como la rugosidad, la avifauna y la flora también tendrán que ser tenidas en cuenta ya que generan impacto que puede provocar un frenado del viento. La cercanía de un núcleo urbano también es un problema, debido a la contaminación acústica de los parques eólicos. Es indicado la instalación de los aerogeneradores en suelo no urbanizable ya que tendrán un coste más bajo, así como evitar la interferencia con señales electromagnéticas del entorno, como señales generadas por torres de telefonía, radio o televisión

En resumen, antes de aprobar un sitio para la instalación de molinos de viento se requiere el trabajo durante más de un año de un grupo de profesionales que determinen si allí se dan las condiciones necesarias para generar energía eólica y que sea rentable.

Características de los Aerogeneradores

Como hemos visto anteriormente la energía cinética del viento se convierte en energía mecánica en el aerogenerador. Eso ocurre cuando el flujo de viento, al atravesar la pala, crea una presión positiva en la parte delantera y una presión negativa en la parte trasera. Esa diferencia de presión genera tanto sustentación como el arrastre. La fuerza de la elevación es más fuerte que el arrastre y eso genera el movimiento de giro del rotor. El rotor está conectado al generador a través de un sistema de transmisión mecánico, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. El funcionamiento de las palas del aerogenerador es muy similar a las palas de un rotor de helicóptero u alas de un avión.

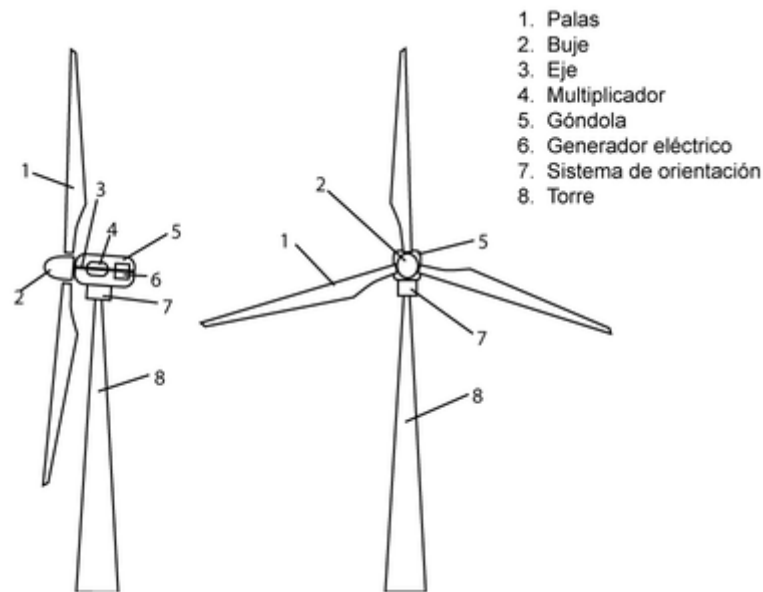


Ilustración 7 - Partes de un aerogenerador. Fuente [26]

- Góndola o nacelle: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos tales como la , multiplicadora, generador, armarios de control y todos los componentes del aerogenerador.
- Caja de engranajes o multiplicadora: puede estar presente o no dependiendo del modelo. Transforman la baja velocidad del eje del rotor en alta velocidad de rotación en el eje del generador eléctrico.
- Generador: existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador. Pueden ser síncronos o asíncronos, jaula de ardilla o doblemente alimentados, con excitación o con imanes permanentes. Lo podemos definir como la parte del aerogenerador que convierte la energía en electricidad.
- La torre: Soporta el peso de la góndola, así que debe tener una estructura robusta y estar muy bien fijada a su punto de contacto con el suelo, o a la boya caso de una estructura flotante. La estructura puede ser de acero, hormigón o híbridas. La torre sitúa el generador a una mayor altura, donde los vientos son de mayor intensidad, así como para permitir el giro de las palas, y transmite las cargas del equipo al suelo.
- Sistema de control: se hace cargo del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controla la orientación de la góndola, la posición de las palas y la potencia total entregada por el equipo.
- Rotor: Es el conjunto formado por las palas y el eje al que van unidas, a través de una pieza llamada buje. las palas se construyen principalmente con materiales compuestos, se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento de torsión en el eje del equipo. La velocidad de rotación está normalmente limitada por la velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece por criterios acústicos Las palas capturan la fuerza del viento y transmiten su potencia hacia el buje. El buje está conectado, mediante otro eje, a la multiplicadora.
- Transformador: Esta situado en la base, es responsable por adecuar el voltaje para enviar la electricidad a una subestación.

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre, que tiene que orientarse hacia el viento de alguna manera. Los aerogeneradores pequeños se orientan mediante una veleta, mientras que los más grandes utilizan un sensor de dirección y se orientan por servomotores o motorreductores.



Ilustración 8 - Parque eólico offshore. Fuente: [25].

Energía Eólica offshore

El coste de instalación de un parque eólico offshore es mucho más grande que un onshore. Sin embargo, con el incremento de las dimensiones y de la eficiencia de los aerogeneradores motivaron la inversión financiera en el sector. Así siendo, los costes de implementación y mantenimiento fueron bajando poco a poco, el desarrollo de nuevos materiales para la fabricación y la reutilización de la infra estructura marina que el Oil and Gas ha dejado disponible, provocaran que el coste total baje a niveles aceptables tornando el proyecto viable.

A nivel mundial la tecnología offshore está en estudio permanente, en busca de los emplazamientos más adecuados en las costas de los países interesados. Actualmente las zonas constatadas como más idóneas para la colocación de parques marinos se sitúan en el Mar Negro, en la costa Atlántica de la península Ibérica, en el nordeste de Norte América, zonas focalizadas en el mar Mediterráneo, norte de Europa y en las costas noreste de Asia.

En Europa el aprovechamiento del mar para la producción de energía está en auge desde finales del siglo XX; países como Reino Unido, Dinamarca, Holanda y Suecia se posicionaron como líderes en la producción eléctrica offshore a partir de parques eólicos situados en sus dominios marinos. En total la Unión Europea cuenta con 18 GW de potencia acumulada offshore; y se espera que para el año 2020 la energía eólica offshore en Europa sea alrededor del 30 % del total de las eólicas instaladas

En España por el contrario es una tecnología escasamente implementada a pesar de contar con zonas con alta probabilidad de ser viables, como es el caso de la costa gallega, las Islas Canarias o el golfo de Cádiz. Hay algunos proyectos que ya se encuentran en marcha en España, como la instalación de una unidad flotante en las islas Canarias. Los inconvenientes del litoral español se basan en la elevada profundidad de sus 8000 km de costas, limitando la instalación de los aerogeneradores en el lecho marino.

Las ventajas que ofrece la colocación de los aerogeneradores en la costa frente a los situados en tierra es la mayor disponibilidad de viento constante, lo que deriva en una producción eléctrica bruta mayor y por consiguiente un mayor rendimiento económico a largo plazo, también cabe destacar la mejora en la distribución de la electricidad hacia zonas con más demanda eléctrica (puertos y ciudades costeras). Sin embargo, los escollos para su implementación son muy variados, destacando las dificultades técnicas de la tecnología actual (anclaje de aparatos, vida útil, condiciones marinas, etc.), el impacto en los ecosistemas marinos, el elevado coste de inversión y retorno de beneficios a largo plazo.

La elección de un lugar para el proyecto, como visto anteriormente es un aspecto fundamental en el desarrollo de un parque eólico offshore. Las condiciones meteorológicas deben ser estudiadas, el más importante es el estudio del viento. No obstante, el estudio de las olas, profundidad de mar, el relieve del fondo del mar, la fauna marina y aérea, distancia hasta la costa, rutas de navegación, tendrán efecto directo en el coste de instalación y consecuentemente en el coste general del proyecto

Como comentado, el proyecto de un parque eólico offshore tiene un coste de instalación mayor que onshore. Así mismo tiene ventajas tal cuales:

- El viento offshore tiende a ser de mayor intensidad, un incremento de pocos nudos en relación con el onshore, quiere decir mucha más energía producida. Un aerogenerador trabajando con un viento de 15 mph puede generar casi dos veces más que un aerogenerador con un viento de 12 mph.
- El viento offshore tiende a ser mucho más constante, es decir, una fuente de energía mucho más fiable.
- Debido a la ausencia de urbanización cerca, se pueden instalar muchos más aerogeneradores y de dimensiones mucho más grandes en una misma región sin influir en la vida de las personas.

Así como ventajas, como se ha comentado, la instalación de un parque eólico offshore tiene como principal desafío la viabilidad económica. Por esta razón se torna aún más crucial el estudio completo del sitio de implementación.

- Para profundidades mayores que 60m es muy difícil y caro tener estructuras conectadas directamente en el fondo.
- Estructuras flotantes son la solución para zonas más profundas, pero aún son muy caras, pero el desarrollo camina en esta dirección.
- Tormentas y tifones pueden dañar los aerogeneradores
- La producción e instalación de cables de fuerza submarinos para transmitir la electricidad de vuelta a la costa pueden ser muy caros
- Los efectos de los parques a los animales marinos, pájaros y murciélagos son un problema importante.

Cuando una empresa que va a empezar un proyecto de un parque eólico *offshore*, busca la financiación con inversores y tendrá que presentar el estudio de las condiciones meteorológicas i oceanográficas del lugar deseado. Eso es necesario para que se pueda comprobar la fiabilidad del proyecto. Ese estudio del viento debe ser realizado con el uso de equipos cualificados para que no afecte la integridad del estudio.

Equipos para medición del viento

El objetivo de la evaluación del lugar es medir parámetros como velocidad del viento, turbulencia, intensidad de las rachas, dirección del viento en múltiples alturas, así como temperatura y precipitación. Esta información es usada para generar informaciones del diseño de la planta, ayudar en la selección del aerogenerador adecuado y estimar la potencia de producción antes que el parque sea construido. El valor básico de estos estudios es proveer la cantidad de dato necesario para el desarrollo de la energía eólica, además de eso reduciendo la incertidumbre del dato se reducen los riesgos.

Para hacer el estudio de los vientos en tierra, generalmente hay dos opciones de equipos a utilizar:

Mástil de Anemómetro de cazoletas (*Cup anemometers*): Es la opción más barata en términos generales, se trata de un equipo sencillo con un número determinado de receptores con forma cónica (3 o 4) se parece a unas cucharas compuestas de materiales ligeros espaciadas igualmente entre sí y conectadas a un eje de rotación. La medición se realiza instalando una torre en el sitio donde se planea implementar el parque, los anemómetros son posicionados en alturas claves, como punto más bajo y más alto de la pala, así como el punto medio. La dirección del viento es medida con el uso de veletas (*Wind vanes*) en

los anemómetros Los aerogeneradores pueden llegar hasta 200 m de altura, pero por razón de coste los mástiles no suelen llegar a más de 100 m de altura.



Ilustración 9 - Mastil de anemómetros de la empresa Ore Catapult, Blyth, UK. Fuente: Propia.

LiDAR: el término es el acrónimo de *Light Detection and Ranging*. El LiDAR emplea el efecto Doppler para detectar el movimiento de partículas en el aire y así poder obtener la velocidad y dirección del viento. El equipo emite ondas continuas o pulsos de rayos láser en forma de cono direccionados hacia la capa atmosférica, éstos entran en contacto con partículas en suspensión que están moviéndose con la velocidad del viento. Cuando interactúa con esas partículas en movimiento, la longitud de onda cambia de acuerdo con el principio del efecto Doppler. El LiDAR recibe la radiación electromagnética (luz) reflejada, que mediante un análisis espectral se puede determinar la frecuencia Doppler cambiada y así la velocidad radial (proyección de la velocidad del viento a lo largo del camino del láser).

La pequeña divergencia del rayo láser resuelta en una baja longitud de onda hasta cerca de 200 metros para el LiDAR de ondas continuas, ofreciendo buenas resoluciones incluso a esas alturas. El LiDAR puede ser utilizado para medir vientos onshore y offshore, en el *offshore* el equipo suele ser utilizado dentro de una boya llamándose *Floating LiDAR System (FLS)*.

Si comparamos ambos los equipos es posible decir que el LiDAR puede medir el viento en toda el área de aerogenerador, confirmando así el perfil de viento, la turbulencia a través del rotor y reduciendo la

incertidumbre. Como la torre de anemómetros necesita tener la misma altura de los aerogeneradores, el crecimiento de los equipos hizo aumentar con el coste de construcción y mantenimiento de las torres. El LiDAR es un equipo relativamente caro, pero con bajo coste de mantenimiento.

Si el lugar en cuestión es offshore, el coste de una torre de anemómetros, o sea, su coste y complejidad de instalación, cimentación y mantenimiento es muy alto, generando una gran ventaja al utilizar un equipo LiDAR para el estudio del viento. Otra grande ventaja si comparamos los dos sistemas es el tiempo de entrega para el proyecto, para construir un mástil puede tardar hasta dos años en el proyecto y construcción, con la necesidad de cumplir con leyes muy exigentes. Tratándose de una FLS el tiempo medio de entrega suele ser tres meses, desde el pedido hasta el inicio del proyecto, es decir ya considerando los permisos de instalación, fabricación, validación, transporte y puesta en marcha. Pero al mismo tiempo, las FLS deben superar desafíos particulares: estos son el movimiento del mar que imparte movimiento en la boya y el LiDAR, y el desafío subsiguiente de mantener la velocidad del viento y la precisión de la dirección, y la lejanía del sistema implementado en un entorno extremadamente desafiante que requiere una operación robusta, autónoma y con fiable medición, suministro de energía, registro de datos y sistemas de comunicación.

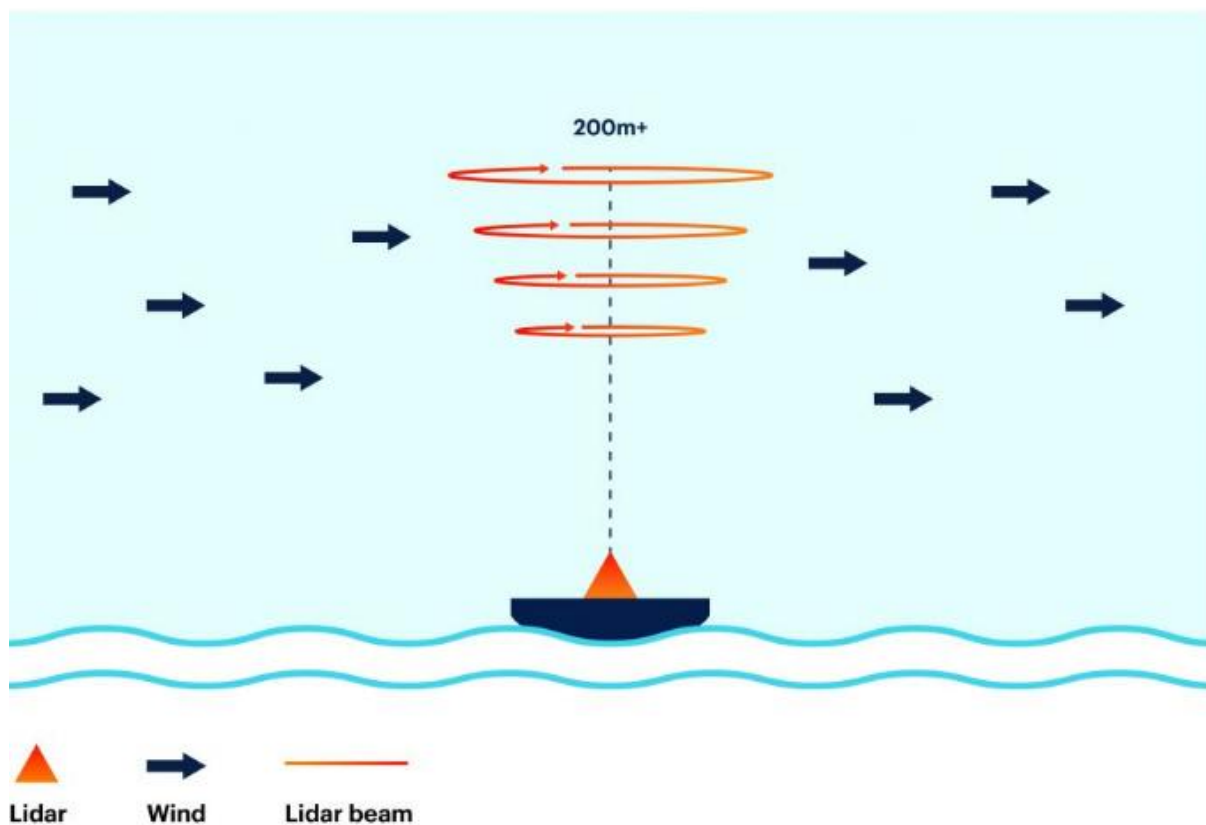


Ilustración 10 - Funcionamiento de un LiDAR flotante. Fuente [13].

2. Floating Lidar System (FLS)

La Boya

Hoy en día, el estudio del viento en el lugar del proyecto offshore se realiza con el uso de unos equipos llamados *Floating Lidar System (FLS)*. Que son boyas que contienen un LiDAR en su interior. La FLS está diseñada con el objetivo de proporcionar a la empresa que plantea construir un parque eólico offshore un conjunto de datos confiable a través de una campaña de medición de vientos.

La boya está diseñada para ser completamente autónoma y utilizar sus propias fuentes de energía para toda la campaña de medición (típicamente un mínimo de un año). Esto se logra con baterías, cargadas por dos fuentes renovables (mini aerogeneradores y células solares). También tiene un tercer dispositivo de respaldo usando tecnología de célula de combustible.

El instrumento de medición de viento central es el dispositivo LiDAR. Dicho equipo ha alcanzado a través de inúmeros proyectos la confianza del mercado, se estableciendo como la manera más eficaz y bajo coste de realizar la evaluación de los recursos eólicos de un sitio *offshore*. En el mercado encontramos dos empresas que proveen el LiDAR para las FLS, ZX LiDAR y Leosphere. El ZX LiDAR es un equipo que emite ondas continuas mientras el equipo de la Leosphere emite pulsos.



Ilustración 11- Equipos LiDAR ZX300M y Windcube v.2. Fuentes: [16];[24].

Los movimientos típicos de las boyas tienen un período de varios segundos, por lo que la alta tasa de medición de los Lidar de ondas continuas "congela" efectivamente el movimiento para cada punto de medición (50 Hz) y muestrea adecuadamente el movimiento para cada barrido (1 Hz), lo que hace que las mediciones Lidar de ondas continuas sean particularmente efectivo en esta aplicación. Los estudios realizados que confirmaron esta teoría que, durante un período de medio de 10 minutos estándar en la industria, los efectos mostraron una media de cero y no tienen un efecto significativo en la precisión de la medición.



Ilustración 12 - FLS200 de la empresa EOLOS. Fuente: Propria.

La boya puede presentar dos distintas formas básicas del casco, puede ser una SPAR o una boya marina, la gran diferencia entre ellas es que la SPAR se puede considerar no sensible a los movimientos del mar o sea casi estática, mientras la boya marina tendrá la característica de seguir los movimientos de las olas. Para alcanzar esta estabilidad la boya SPAR necesita estar fondeada o con una grande cantidad de lastre en la parte baja de boya, moviendo el CG para abajo.

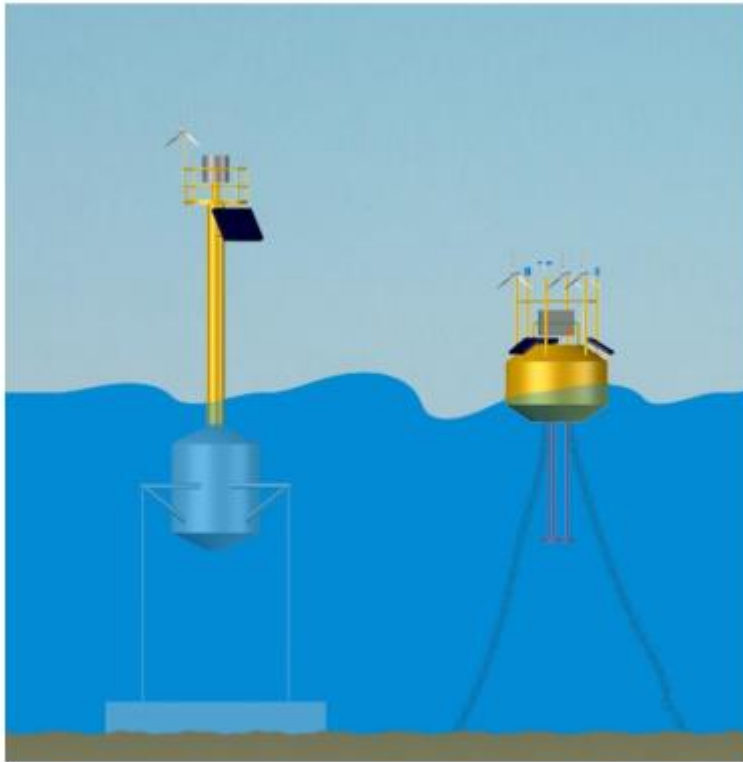


Ilustración 13 - Una boya SPAR i una boya marina. Fuente: [5]

Esos sistemas empezaron a surgir en el mercado y no había en el momento ningún sistema de regulación específicas para este tipo de equipo. Se ha hecho necesario encontrar una manera de garantizar la calidad y fiabilidad de los datos, seguridad y autonomía de la boya.

Como mínimo, el diseño de la plataforma flotante de la FLS y la estructura de soporte deben cumplir con las directrices de la *International Association of Marine Aids and Lighthouse Authorities*, IALA (por ejemplo, No. de Directriz IALA 1099 sobre el diseño hidrostático de boyas, mayo de 2013, y la directriz IALA No. 1066 sobre el diseño de ayudas flotantes a los amarres de navegación, junio de 2010). Las expectativas reglamentarias de HSE / MCA sobre *Moorings for Floating wind and Marine Devices*, agosto de 2017, proporciona valiosos principios de diseño y especificaciones para nuevos amarres. También se usan sistemas que se basan en las buenas prácticas establecidas para la fiabilidad a largo plazo en el sector del petróleo, el gas y las energías renovables. Estos sectores proporcionan una guía de alto nivel y apuntan a referencias internacionales clave que abarcan diseño, hardware, instalación, operación, monitoreo y verificación del sistema de amarre flotante de dispositivos de energía renovable. En una base de caso por caso, y considerando la criticidad del proyecto de la implementación de FLS, se recomienda que estas expectativas regulatorias de HSE / MCA se sigan como una guía.

Para mejorar la confiabilidad de la estructura de soporte de la FLS y garantizar operaciones seguras y repetibles durante la fase de implementación, se debe implementar una metodología sólida y comprobada para la implementación y recuperación del FLS que gestiona el riesgo de las operaciones marítimas. La *DNVGL-ST-N001 Marine Operations and Marine Warranty*, junio de 2016, proporciona orientación para garantizar que las operaciones marinas se diseñan y realizan en acuerdo con los niveles de seguridad reconocidos y describen las "buenas prácticas actuales de la industria". Estas directrices se

pueden usar como pautas para ayudar a planificar las operaciones marinas y madurar las operaciones del transporte y despliegue de la FLS. El sistema de gestión de seguridad para el diseño, fabricación, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento de la FLS y su sistema de amarre deben demostrar el cumplimiento de las legislaciones de seguridad locales aplicables que abarcan la salud y seguridad de personas en el trabajo o afectadas por las actividades laborales. Para el proyecto, funcionamiento i operación de la FLS en el mercado es unanimidad el uso de los documentos emitidos por la Carbon Trust que son el *OWA Recommended Practices for Floating LiDAR Systems* i el *OWA Roadmap for the Commercial acceptance of Floating LiDAR Technology*.

Una empresa que ha tenido un rol muy importante para el desarrollo de esta tecnología se llama Carbon Trust. Es una de las autoridades independientes más importantes en el mundo en cambio climático., una empresa internacional, de origen británica, sin ánimo de lucro y con la misión de acelerar la transición a una economía sostenible baja en carbono. El Carbon Trust asesora a empresas y gobiernos sobre reducción de emisiones, incrementando fuentes energéticas e innovación tecnológica. La empresa es una de las líderes mundial en desarrollo de mercado energético de baja emisiones incluyendo eólica offshore. En la última década, el Carbon Trust viene actuando en la vanguardia de la industria eólica offshore global, trabajando cerca de gobiernos, desarrolladores, proveedores e innovadoras para reducir el coste de la eólica offshore a través de la política de información, apoyando la toma de decisiones del negocio y la comercialización de la tecnología innovadora.

El *Offshore Wind Accelerator (OWA)*, creado en 2008, es el principal programa colaborativo de I + D de la Carbon Trust. Es una iniciativa conjunta de Carbon Trust y más nueve de las principales empresas del mundo eólico en 2008.

- EnBW, una de las mayores empresas proveedoras de energía en Alemania i Europa.
- E.ON, una de las mayores empresas proveedoras de energía en Alemania i Europa.
- Innogy SE, Importante empresa de área de renovables anteriormente era la German RWE group
- Ørsted, empresa danesa líder en Desarrollo de parques eólicos con más de 20 años de experiencia.
- Scottish Power Renewables/Iberdrola, una de las empresas líderes en Desarrollo de parques eólicos onshore i offshore en Europa.
- Shell, es una de las mayores empresas de energía en el mundo.
- SSE Renewables, la división de desarrollo de energía renovables de la Scottish and Southern Energy
- Equinor, empresa noruega de energía
- Vattenfall Wind Power, Empresa del gobierno sueco y una de las mayores generadoras de energía en Europa.

El programa OWA tiene como objetivo reducir los costes de la eólica marina para que sea competitiva con los medios de generación de energía disponibles. Así como proporcionar recomendaciones sobre estándares de seguridad y salud en la industria. En los últimos 10 años la OWA ha entregado más de 125 proyectos, que van desde estudios de viabilidad hasta demostraciones de tecnología a gran escala de varios millones de libras.

Como se ha comentado anteriormente, el estudio del viento es muy importante para la toma de decisiones en el proyecto de un parque eólico, así mismo aún se encuentra en fase de desarrollo. Tradicionalmente el estudio tanto onshore como offshore, era realizado por anemómetros instalados en mástiles meteorológicos (*Met masts*).

Hasta el año de 2016 no había ningún estándar formal para la evaluación del viento. Los procedimientos para medir la velocidad del viento y dirección, así como el performance del aerogenerador en el sitio eran basados en la familia de estándares de la comisión internacional electrotécnica (*International Electrotechnical Commission (IEC) 61400 family of standards*). Esos estándares, requerían que la velocidad del viento y su dirección fueran medidos utilizando anemómetros de cazoletas y veletas, ambos los equipos tendrían que estar calibrados. Ese método ya tenía un extenso y bien desarrollado conocimiento sobre cómo se desempeñan bajo diferentes condiciones ambientales, estándares de uso bien establecidos y una comunidad de usuarios experimentados así era bien aceptado.

Con el creciente uso de las boyas para el estudio del viento se notó que como no existía un estándar formal general de evaluación de recursos eólicos, tampoco existía un estándar formal para el uso de LiDAR y SODAR en ese contexto. La Carbon Trust ha desarrollado desde 2013 un guía comercial (*Roadmap*) con el propósito de hacer las FLS comercialmente aceptables como una fuente de datos para ayudar a las empresas del sector a decidir sobre una inversión financiera. En 2016 la Carbon Trust ha desarrollado un guía de prácticas recomendadas para la FLS, basado en el guía anteriormente realizado por la IEA Wind.

3. OWA ROADMAP

Carbon Trust con la ayuda de las empresas asociadas ha desarrollado un guía con los pasos requeridos para que la tecnología del LiDAR flotante sea aceptada comercialmente por la industria eólica. En ese contexto aceptación comercial es definida como la etapa en la cual la medición realizada por una FLS es aceptada por las principales empresas de proyectos eólicos offshore. Para eso se han definidos tres diferentes niveles de aceptación comercial (*Stage 1, 2 y 3*) o también conocido como nivel de madurez:

Baseline (stage 1): El único prerrequisito es que el equipo LiDAR haya sido ampliamente aceptado por la industria eólica en cuanto a medición *onshore*, es necesario que haya registro de estas campañas que aseguren una buena precisión si comparada con un anemómetro clásico.

Pre Commercial (stage 2): Siendo aprobada en una primera validación del modelo (*type validation*) la FLS puede ser comercializada en circunstancias similares a la encontrada en la prueba. Caso el lugar del proyecto ofrezca condiciones ambientales diferentes, debe ser considerada la incertidumbre adicional.

Commercial (stage 3): En este nivel el equipo ya dispone de suficiente evidencias y verificaciones a fin de asegurar su correcto funcionamiento en diferentes condiciones ofreciendo una buena precisión y disponibilidad en las mediciones.

El enfoque de esta guía es definir criterios para una FLS pueda demostrar su capacidad de obtener datos con una buena precisión. La definición de *stage* se refiere al nivel de madurez que la boya pertenece como descrito anteriormente.

Nivel de madurez

El sistema flotante LiDAR tiene su funcionamiento basado en un anemómetro con tecnología láser que ya era comúnmente usado para mediciones *onshore*. Los equipos LiDAR obtuvieron múltiples campañas y pruebas con éxito, pero cuando se instala en una estructura flotante se requiere una atención especial para asegurar que la medición no sea afectada por los efectos medio ambientales como movimiento de las olas. Una primera opción es minimizar los movimientos de la plataforma flotante o asegurar que la estructura se mueva despacio de tal manera a no afecte la precisión de la medición, la segunda opción es medir el movimiento y por medio de algoritmos numéricos corregirlos, la tercera opción es permitir el movimiento y demostrar que eso no afecta la precisión de la medición. Debido a la velocidad de la medición utilizando el láser ser mucho mayor que la frecuencia de las olas, algunos modelos de boya se demostraran no ser afectados por el movimiento.

Es reconocido que se demanda mucho esfuerzo e inversión para progresar de un nivel de madurez para otro, por eso en resumen las ventajas que se puede esperar al superar el nivel superior:

La ventaja entre el nivel *Pre Commercial* i el *Baseline* es que el sistema ya debe demostrar un nivel de confianza en la precisión y fiabilidad en el funcionamiento de la boya, haciendo posible la comparación entre un equipo de referencia de medición.

Las ventajas entre el nivel *Commercial* y el nivel *pre Commercial* se resume en precisión, fiabilidad, incertidumbre y coste para una campaña de evaluación de recursos eólicos. Para alcanzar ese nivel de madurez la FLS en términos de precisión se debe haber demostrado que cumple con los criterios de mejores prácticas del nivel anterior. En relación con fiabilidad la FLS debe demostrar que puede operar durante el mínimo de 12 meses sin problemas, ofreciendo la disponibilidad de datos adecuado durante todo el periodo. En relación con la incertidumbre la FLS debe haber sido bien sucedida en tres pruebas de validación de larga duración con buenos resultados haciendo posible evaluar la incertidumbre de manera que estará controlada. En relación con el coste, después de haber realizado muchas campañas, con todos los factores anteriormente descritos controlados, el riesgo en una campaña será menor, así ayudando a bajar los costes.

Es muy importante explicar que el nivel de madurez se aplica a un modelo específico de FLS, o sea el nivel de madurez del modelo se aplicará a todas las unidades de este modelo. Es decir, solo es necesario someter una unidad del modelo a la validación que se hace necesaria para obtener el *stage 2*, que será aplicado a todas las otras unidades de este modelo. Para que se requiera una nueva validación hay de ser considerado un cambio en el modelo, caso alguna de las modificaciones abajo sea hecha se debe realizar una nueva validación:

- Cambio en el modelo del LiDAR;
- Cambio en la boya/plataforma flotante empleada pela FLS;
- Suministro de energía, capacidad de combustible o cambios en la distribución de la flotabilidad;
- Cambio de CG, CB o distribución del peso;
- Cambio en la fiabilidad general del sistema

Es importante decir que con excepción del cambio del LiDAR, las otras opciones están sujetas a la evaluación de un certificador ajeno que sea cualificado, valorando la influencia que el cambio tendrá en la actuación de la FLS. Caso sea requerido el cambio del LiDAR durante una campaña de medición de viento será necesario realizar una corta validación poscampaña.

Maturity Stage	Pre-requisites (type verification)	Wind Resource Assessment Campaign Requirements	
		Possible Applications	Limitations
Baseline	<ul style="list-style-type: none"> > LiDAR type considered as "proven technology" in onshore wind industry. 	Scenario A Fixed met mast supplemented by one or more FLS deployments	<ul style="list-style-type: none"> > FLS data used only in a relative sense to support wind flow modelling used to estimate horizontal and vertical variation in wind resource across site.
Pre-commercial	<ul style="list-style-type: none"> > As above, plus: > Pilot verification trial for FLS type completed successfully including independent scrutiny and confirmation of Acceptance Criteria. 	Scenario B Single FLS deployment	<ul style="list-style-type: none"> > 2-Phase FLS Validation⁵ required. > Metocean conditions during campaign must be demonstrated to be within the Unit Validation and Type Validation. > Independent and reliable wind data source (regional measurements or modelling) and / or high level of industry experience of wind resource in region required to cross-check results.
		Scenario C Multiple FLS deployments	
		Scenario D Fixed met mast supplemented by one or more FLS deployments	<ul style="list-style-type: none"> > 2-Phase FLS Validation² required. Phase 2 can be carried out on target site.
Commercial	<ul style="list-style-type: none"> > As above, with elevated Acceptance Criteria, plus: > Good operational experience and accuracy achieved across a number of pre-commercial deployments. > Residual environmental sensitivities well 	Scenario E Single FLS deployment	<ul style="list-style-type: none"> > Scenario B and C limitations recommended for lowest uncertainty, although not essential. > For 2-Phase FLS Validation, ideally at least Phase 2 to be performed, or Phase 1 plus a risk-based approach as described in the IEA Recommended Practices⁶, see also Appendix 3.
		Scenario F Multiple FLS deployments	
		Scenario G Fixed met mast supplemented by one	<ul style="list-style-type: none"> > 2-Phase FLS Validation⁵ recommended for lowest uncertainty, but not essential.

Tabla 1 - Nivel de Madurez, requisitos y limitaciones. Fuente: [6]

Baseline (stage 1)

Una FLS se considera que está en el *stage 1* hasta que no haya completado una validación *offshore* del modelo teniendo sus resultados evaluados i aprobados por una tercera parte, un certificador competente e independiente. En ese nivel de madurez el equipo ya es operacional con algunas pruebas ya realizadas u en progreso.

Los requisitos previos es que el LiDAR, tanto el *hardware* como el *firmware*, hayan alcanzado una gran aceptación del mercado y sean considerados una tecnología fiable. Hay disponible en el mercado algunos modelos de LiDAR, pero unos pocos se considera que pueden ser utilizados en una FLS. El hito se supera cuando una o más unidades sean aprobados en una prueba de comparación con un sistema

de medición de referencia, con anemómetros convencionales o con un LiDAR de referencia apoyado en una plataforma fija, llamado de LiDAR de oro.

En este nivel el LiDAR aun no es considerado confiable el suficiente para ser usado como equipo principal de medición de un proyecto de evaluación de los recursos eólicos, pero puede ser utilizado como soporte a otra estructura que esté realizando mediciones como un mástil, aprovechando para recoger datos que van a construir toda la base documental del equipo.

Pre Commercial (Stage 2)

En este nivel la FLS ya está disponible comercialmente, o sea, se ha cumplido con los requerimientos del *stage 1*, incluyendo la aprobación por una tercera parte cualificada e independiente en la validación del modelo, pero aún se queda con un nivel de incertidumbre significativo que caso la ubicación del proyecto sea muy diferente de la encontrada en la validación puede resultar en una incertidumbre aún más grande, la cual puede generar la pérdida de la confianza en los datos adquiridos

El hito del *stage 1* se cumple cuando por lo menos una FLS es superada con éxito la primera validación del modelo. Esa primera validación se presenta en dos partes:

- Validar el LiDAR *onshore* sin los efectos dinámicos del mar frente a un sistema fijo de referencia.
- Validar el LiDAR *offshore* con los efectos dinámicos del mar frente a un sistema fijo de referencia, en condiciones similares a la que será encontrada en el proyecto.

En este nivel el equipo LiDAR se considera parte de un modelo ya probado asimismo una prueba específica del funcionamiento se hace necesaria antes de cualquier prueba *offshore*. Así como la prueba de validación *offshore* necesita ser realizada contra un mástil fijo con anemómetros convencionales de alta calidad que sean fiables y trazables, diseñado de acuerdo con los más altos estándares relevantes de la industria. La prueba de validación tiene como objetivo evaluar la precisión alcanzada por la FLS cuando comparada con el sistema de referencia de medición. El LiDAR puede ser valorado entre mínimas condiciones y mejores prácticas como criterio de aceptación. Todos los resultados necesitan ser registrados y publicados en un documento técnico. Una vez aprobada la FLS ya se encuentra en condiciones para apoyar a un mástil de medición en un proyecto o realizar una campaña de WRA solo.

Commercial (Stage 3)

En este nivel se considera que el modelo de FLS ha alcanzado la aceptación comercial con respecto a informes de WRA y rendimiento energético, incorporando análisis de incertidumbre y cuantificación de los límites de confianza en términos de las expectativas de rendimiento energético en diversos niveles de probabilidad superiores a 90 % comúnmente utilizados para la financiación de proyectos. Los datos de viento de la FLS en esta etapa pueden ser usados cuantitativamente con solo una limitación o incluso en ausencia de una verificación específica del lugar. Los errores esperados deberían ser comparables a los asignados a los mástiles *offshore*, siempre que las mejores prácticas sean llevadas a cabo y documentado el análisis de incertidumbre, control de calidad de datos seguidos y sólidos. Además, en esta etapa el modelo de FLS ha demostrado un rendimiento confiable significativamente más exigente a los criterios de la etapa anterior.

En este nivel se requiere que las unidades sean suficientemente similares con el modelo que ha superado la validación, además, se requiere disponer de un cuerpo de evidencias disponibles de tal forma a asegurar que la FLS haya alcanzado altos niveles de disponibilidad y fiabilidad superiores al *stage 2* a través de una gama de condiciones. Eso debe ser evidenciado a través de más pruebas exitosas, así como también de implementaciones comerciales como parte de las evaluaciones de los recursos eólicos que abarcan un rango de condiciones operativas, de lugar y meteoceanograficas.

En general los requisitos a ser superados son:

- Un total de seis validaciones del modelo, siendo tres largas y tres cortas. Las de larga duración deben durar al menos tres meses continuos, y las cortas al menos un mes pudiendo ser pre o posvalidación.
- Todos los KPIs de precisión de datos y disponibilidad deben estar dentro de las mejores prácticas para todas las alturas representativas hasta la altura mínima de 100 m.
- Entre las tres validaciones de larga duración al menos dos de ellas necesitan diferirse en condiciones medio ambientales. Las pruebas deberán ser realizadas por al menos dos unidades distintas del modelo de FLS con duración prevista para entre 3 y 6 meses, dependiendo de las condiciones encontradas en el local.
- Un número mínimo de cinco despliegues para proyectos comerciales del mismo modelo, con una duración mínima de 12 meses, siendo completada con éxito, alcanzando todos los KPIs de disponibilidad.

Para todo lo anterior se debe documentar toda la gestión logística. Tal documentación debe incluir visitas de servicios programadas y no programadas, cualquier problema que ocurra o fallas y medias relacionadas de mitigación de riesgos como parte de un plan de gestión de operaciones para asegurar máxima confiabilidad y capacidad de mantenimiento al mismo tiempo que se mantiene el KPI de disponibilidad para demostrar las capacidades logísticas de la FLS.

Para los dispositivos que han alcanzado el tercer nivel de madurez , se recomienda que los requisitos de disponibilidad como la media de disponibilidad del sistema de la campaña (*Overall system availability campaign average, OSA_{ca}*), la disponibilidad mensual del sistema (*Monthly system availability, MSA_{1m}*) y la disponibilidad general de datos posprocesados (*Overall post processed data availability, OPDA_{ca}*)se cumplen en todas las campañas de prueba o de proyecto, o sea, alcancen el valor deseado.

Además, el paquete de las condiciones operativas, del lugar y meteoceanograficas cubierto por pruebas y despliegues se consideran suficientes para garantizar el buen funcionamiento y el rendimiento de la FLS en un buen rango de condiciones. En particular, del conjunto de evidencias reunidas, ciertas condiciones ambientales pueden ser identificadas como las que la FLS no funciona correctamente. En estas condiciones específicas donde se sabe que la tecnología no proporciona datos sólidos, se pueden excluir de los análisis mediante la eliminación de períodos afectados en su totalidad, o mediante el filtrado del conjunto de datos para las condiciones específicas.

Se espera que un FLS que haya alcanzado la madurez de la Etapa 3 haya demostrado un historial de servicio durante despliegues de duraciones variables. En la fase de implementación, se debe considerar y adoptar una metodología sólida y probada para la instalación y recuperación de la FLS. Esto debe incluir operaciones para el transporte, reparación y estrategias de servicio en orden.

Maturity Level	FL Type Verification ¹ (1 long trial)	FL Unit Verification ¹ (3 long and 3 short trials)	FL Offshore Classification ¹ (3 long trials)	Early Commercial Project Deployments
Stage 1	Not required.	Not required.	Not required.	Not required.
Stage 2	Number: At least 1. Duration: At least 6 months. Continuous single campaign. Availability KPIs: <ul style="list-style-type: none"> > meet Stage 2 AC. > Data Accuracy KPIs: meet minimum AC. 	Not required.	Not required.	Not required.
Stage 3	Stage 2 Type Verification completed. May count as 1 of 3 long trials if KPIs meet: <ul style="list-style-type: none"> > Stage 3 AC for availability. > Stage 2 best practice AC for data accuracy. May count to classification trials.	Number: 6 (minimum 3 short and 3 long). Duration: At least 3 months for long trials. Continuous single campaign. Availability KPIs: <ul style="list-style-type: none"> > meet Stage 3 AC. > Data Accuracy KPIs: meet Stage 2 best practice AC. May count to classification trials.	Number: At least 3. Duration: At least 3 months (typically). 2 individual units are trialled at the same test site. One unit trialled at two different test sites. Continuous single campaign. May count towards long trials if KPIs meet: <ul style="list-style-type: none"> > Stage 3 AC for availability. > Stage 2 best practice AC for data accuracy. 	Number: At least 5. Duration: At least 12 months. Continuous single campaign. Availability KPIs: <ul style="list-style-type: none"> > meet Stage 3 AC.

Tabla 2 -Requerimientos para cada nivel de madurez. Fuente: [6]

Factory acceptance test y Site acceptance test

Se recomienda que independiente del nivel de madurez de la boya sean realizados una prueba de aceptación de fabrica (*Factory acceptance test, FAT*) y una prueba de aceptación en el sitio (*Site acceptance test, SAT*) para asegurar que la FLS haya sido configurada correctamente, eso mitigará el riesgo de pérdida de tiempo o datos de viento debido a mala configuración.

La *FAT* se debe realizar en la fábrica del proveedor de la boya, testeando los equipos y sensores, intentando simular de la mejor manera el uso en campo de los equipos. Se hace necesario documentar toda la prueba, se deberá facilitar al cliente un documento final de la *FAT* para asegurar su correcta configuración y funcionamiento. La asistencia del cliente es opcional a la *FAT*.

La *SAT* se debe realizar antes del despliegue para el inicio de la campaña, la prueba deberá ser asistida por el cliente de tal manera que se pueda asegurar transparencia y trazabilidad en el despliegue. Así como la *FAT*, la *SAT* debe ser documentada e asistida idealmente por una tercera parte cualificada e independiente. La *SAT* deberá incluir una inspección de los componentes principales de la FLS, testear los equipos y chequear las mediciones presentada por todos los sensores de tal modo asegurar que sean razonables. El documento final de la *SAT* debe contener todos los números de serie de los sensores de la FLS, como el LiDAR, equipo de registro de datos, sensores meteorológicos.

El Checklist de la *SAT* puede varias de proveedor para proveedor, sin embargo, se recomienda que como mínimo los siguientes puntos se deben evaluar y testear como parte de la *SAT*:

- Inspección visual de la FLS, incluyendo boya, sensores, equipos y sistema de fondeo;
- Sistema de energía (baterías, paneles solares, aerogeneradores y célula de combustible);
- Instrumentación meteorológica y de condiciones del mar;
- Sistema de comunicación, como telemetría, sistema de ubicación (GPS) y compases;
- Sistema LiDAR, posición de instalación, montaje y orientación además de las alturas configuradas para medición;
- Calibración del rumbo del compás;

Criterios de aceptación y KPIs

Los *Key performance Indicators (KPIs)* son parámetros derivados de los análisis de la data reunidos que son especialmente usados para evaluar el funcionamiento del equipo. Los criterios de aceptación (*Acceptance Criteria; ACs*) son valores de referencia definidos para un grupo de KPIs que constituyen los requerimientos mínimos de nivel de rendimiento de cada equipo LiDAR flotante para superar el *stage 2* o *stage 3*. Los KPIs son divididos entre disponibilidad y Precisión del sistema en cuestión. Para alcanzar el *stage 3* tendrán que obtener sus KPIs clasificados como mejores prácticas sea en una prueba de validación o durante el proyecto, los valores serán más altos que los exigidos para *stage 2*. Para la validación del *stage 2* se recomienda que esté disponible al menos 6 meses de datos ininterrumpidos de un sola campaña, de tal manera a probar la confianza en respecto a los KPIs medidos. Los KPIs de disponibilidad se utilizan como datos base para generar la factura entre el cliente y la empresa proveedora de la FLS. Los KPIs abajo son importantes para la fiabilidad del sistema, sin embargo, no tienen criterio de aceptación.

KPI	Definition / Rationale
MV	Number of Maintenance Visits Number of Visits to the floating LiDAR system by either the supplier or an authorised third party to maintain and service the system. This is to be documented and reported by the supplier and confirmed by an independent 3 rd party.
UO	Number of Unscheduled Outages Number Unscheduled Outages of the floating LiDAR system in addition to scheduled service outages. Each outage needs to be documented regarding possible cause of outage, exact time / duration and action performed to overcome the Unscheduled outage. This is to be reported by the supplier and independently confirmed and checked by an independent 3 rd party.
CU	Uptime of Communication System To be documented and reported by the supplier and independently checked/confirmed by an independent 3 rd party.

Tabla 3 - KPIs de fiabilidad del sistema. Fuente: [6]

KPI	Definition / Rationale	Acceptance Criteria Across total campaign length
MSA _{1M}	<p>Monthly System Availability – 1 Month Average</p> <p>The LiDAR system is ready to function according to specifications and to deliver data, taking into account all time stamped data entries in the output data files including flagged data (e.g. by NaNs or 9999s) for the given month.</p> <p>The Monthly Overall System Availability is the number of those time stamped data entries relative to the maximum possible number of (here 10 minute) data entries including periods of maintenance (regarded as 100%) within the respective month.</p>	<p>≥90% for Stage 2</p> <p>≥95% for Stage 3</p>
OSA _{CA}	<p>Overall System Availability – Campaign Average</p> <p>The LiDAR system is ready to function according to specifications and to deliver data, taking into account all time stamped data entries in the output data files including flagged data (e.g. by NaNs or 9999s) for the pre-defined total campaign length.</p> <p>The Overall System Availability is the number of those time stamped data entries relative to the maximum possible number of (here 10 minute) data entries including periods of maintenance (regarded as 100%) within the pre-defined total campaign period.</p>	<p>≥95% for Stage 2</p> <p>≥97% for Stage 3</p>
MPDA _{1M}	<p>Monthly Post-processed Data Availability – 1 Month Average</p> <p>The Monthly Post-processed Data availability is the number of those data entries remaining</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ after system internal (unseen) filtering, i.e. excluding (NaN or 999) flagged data entries ➤ and after application of quality filters based on system own parameters, to be defined and applied in a post processing step on the basis of LiDAR contractor guidelines <p>relative to the maximum possible number of (here 10 minute) data entries (regarded as 100%) within the respective month, regardless of the environmental conditions within this period.</p>	<p>≥80% for Stage 2</p> <p>≥85% for Stage 3</p>
OPDA _{CA}	<p>Overall Post-processed Data Availability</p> <p>The Overall Post-processed Data availability is the number of those data entries remaining</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ after system internal (unseen) filtering, i.e. excluding (NaN or 999) flagged data entries ➤ and after application of quality filters based on system own parameters, to be defined and applied in a post processing step on the basis of LiDAR contractor guidelines <p>relative to the maximum possible number of (here 10 minute) data entries (regarded as 100%) within the pre-defined total campaign period regardless of the environmental conditions within this period.</p>	<p>≥85% for Stage 2</p> <p>≥90% for Stage 3</p>

Tabla 4 - Criterios de aceptación para KPIs de disponibilidad. Fuente: [6]

Todas las comparaciones y análisis de regresión se basan en mediciones cada 10 m. Se deben filtrar todos los datos que puedan presentar distorsiones o influencia de factores externos, velocidades más bajas que $2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, temperaturas más bajas que 0.5°C . Los requerimientos mínimos para datos obtenidos después del filtrado final para evaluación de la calidad son:

- Mínimo de 40 puntos requeridos entre las velocidades de $2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ a $12 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ con al menos 1 punto a cada columna de $1 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$
- Mínimo de 40 puntos requeridos entre las velocidades de $12 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ a $16 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ con al menos 1 punto a cada columna de $2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$
- Mínimo de 40 puntos requeridos superiores a las velocidades de $16 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$

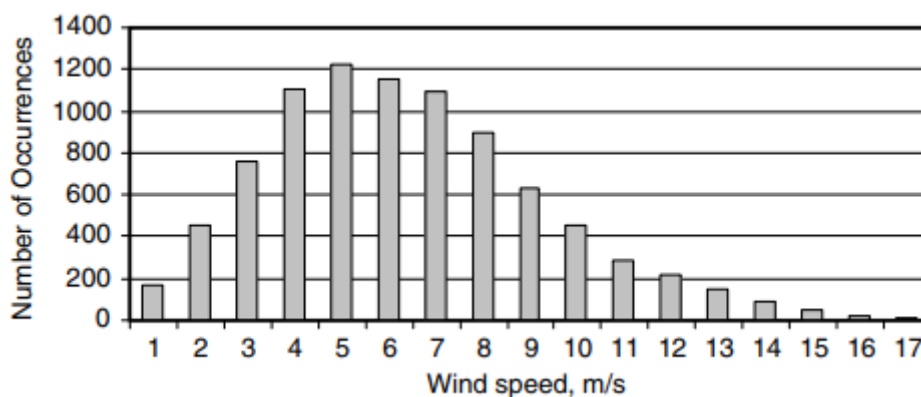


Tabla 5 - Ejemplo del histograma con las columnas de velocidad del viento. Fuente[6].

Para evaluar la precisión durante una comparación entre un sistema de referencia y una FLS, un enfoque estadístico de regresión lineal ha sido escogido basado en una regresión de variables $y = mx + b$ (siendo m el *slope* y b el *offset*) para que sea aplicada en el dato de comparación de dirección del viento entre la FLS i el sistema de referencia de medición. Una regresión de una variable para que sea aplicada a los datos de comparación de la velocidad del viento sigue la forma $y = mx$. Los KPIs y criterios de aceptación relativos a la precisión son definidos en la tabla abajo.

KPI	Definition / Rationale	Acceptance Criteria	
		Best Practice	Minimum Stage 2, only
X_{rms}	Mean Wind Speed – Slope Slope returned from single variant regression with the regression analysis constrained to pass through the origin. A tolerance is imposed on the Slope value. Analysis shall be applied to wind speed ranges a) 4 to 16 m/s b) all above 2 m/s given achieved data coverage requirements.	0.98 – 1.02	0.97 – 1.03
R^2_{rms}	Mean Wind Speed – Coefficient of Determination Correlation Co-efficient returned from single variant regression A tolerance is imposed on the Correlation Co-efficient value. Analysis shall be applied to wind speed ranges a) 4 to 16 m/s b) all above 2 m/s given achieved data coverage requirements.	>0.98	>0.97
M_{mwd}	Mean Wind Direction – Slope Slope returned from a two-variant regression. A tolerance is imposed on the Slope value. Analysis shall be applied to a) all wind directions b) all wind speeds above 2 m/s regardless of coverage requirements.	0.97 – 1.03	0.95 – 1.05
OFF_{mwd}	Mean Wind Direction – Offset In terms of mean difference between FLS and reference (between 0° and 360°) (same as for M_{mwd})	< 5°	< 10°
R^2_{mwd}	Mean Wind Direction – Coefficient of Determination (same as for M_{mwd})	> 0.97	> 0.95

Tabla 6 - Criterios de aceptación para KPIs de precisión. Fuente: [6].

4. Practicas recomendadas para una FLS

Esta guía representa un hito importante en el camino hacia un estándar para esta tecnología. Debido al poco material disponible hasta el momento, cuando aún era un equipo en desarrollo con pocas unidades instaladas, se ha decidido llamar de prácticas recomendadas y no las mejores prácticas dejando evidente que aún hay mucho espacio para desarrollo con la evolución de la tecnología. A pesar de estos esfuerzos, si comparamos la FLS con el uso de anemómetros de cazoletas y veletas para la evaluación del viento, incluso con el uso de LiDAR onshore, el nivel de pericia aun es bajo.

El reto que las FLS han de superar para ser consideradas como la forma más efectiva de medir el viento se puede clasificar en dos categorías:

- La influencia de las aceleraciones generadas por la mar en el LiDAR y su capacidad de mantener la precisión de medición.
- El requerimiento del sistema ser instalado alejado de la costa necesita un funcionamiento robusto, autónomo y confiable de medición, suministro de energía, registro de datos y sistemas de comunicación.

Hasta este momento, no había disponible ningún documento que describiera como se debería instalar una FLS para tener la mayor calidad de datos para la evaluación del viento, por lo tanto, la guía es necesaria para el uso de una FLS. La OWA ha creado la guía basándose en las practicas recomendadas creadas por la *International Energy Agency Wind*, IEA WIND. En la guía están disponibles 120 practicas recomendadas divididas entre siete puntos. Se puede notar que el documento está estructurado siguiendo un cronograma base de un proyecto de instalación de una FLS. En resumen, en cada sección se describe como:

- Configuración (*Configuration*)

Hay experiencia suficiente en la industria para informar requerimientos de fabricación de una FLS, por ejemplo, cuales componentes deben estar presentes y sus especificaciones.

- Caracterización (*Characterisation*)

Cada modelo de FLS disponible en el mercado tiene diferentes características. Esas características necesitan estar detalladas por el fabricante para que el cliente pueda tener un buen conocimiento sobre el producto que está contratando. En el caso de que se generen problemas durante el Proyecto, la experiencia enseña que es beneficioso para la resolución de los problemas tener una buena descripción del sistema. Las informaciones que la empresa fabricante de la boya debe facilitar son importantes para caracterizar el sistema en un nivel adecuado.

- Evaluación de adecuación (*Assessment of suitability*)

Esta sección describe practicas recomendables para determinar cuándo una boya esta lista para ser instalada offshore para pruebas.

- Campaña de pruebas de validación del equipo (*Trial campaign desing*)

En este apartado se describen los parámetros recomendados para una campaña de pruebas de validación para el equipo, así como especificaciones de sistemas de medidas de referencia recomendados.

- Diseño de la Campaña o Proyecto de medición de viento (*Wind resource assessment campaign design*)

Esta sección se describen los parámetros recomendados para una campaña de evaluación de recursos eólicos offshore.

- Evaluación del resultado de la campaña de pruebas (*Trial results assessment*)

Si el propósito de la instalación es probar una FLS, esta sección describe cómo evaluar mejor los resultados de esa prueba, el procesamiento y las comparaciones de datos requeridos y también los umbrales de cumplimiento y aceptación relevantes.

- Evaluación de los recursos eólicos (*Wind resource assessment*)

A continuación, se describe la práctica recomendada para procesar y aceptar los datos medidos en una campaña de evaluación del recurso eólico offshore.

- Planificación y permisos (Planning and Permitting)

En esta sección, se enseña el flujo principal de documentación y recopila las experiencias necesarias para planear, solicitar los permisos y licencias para el despliegue de una FLS.

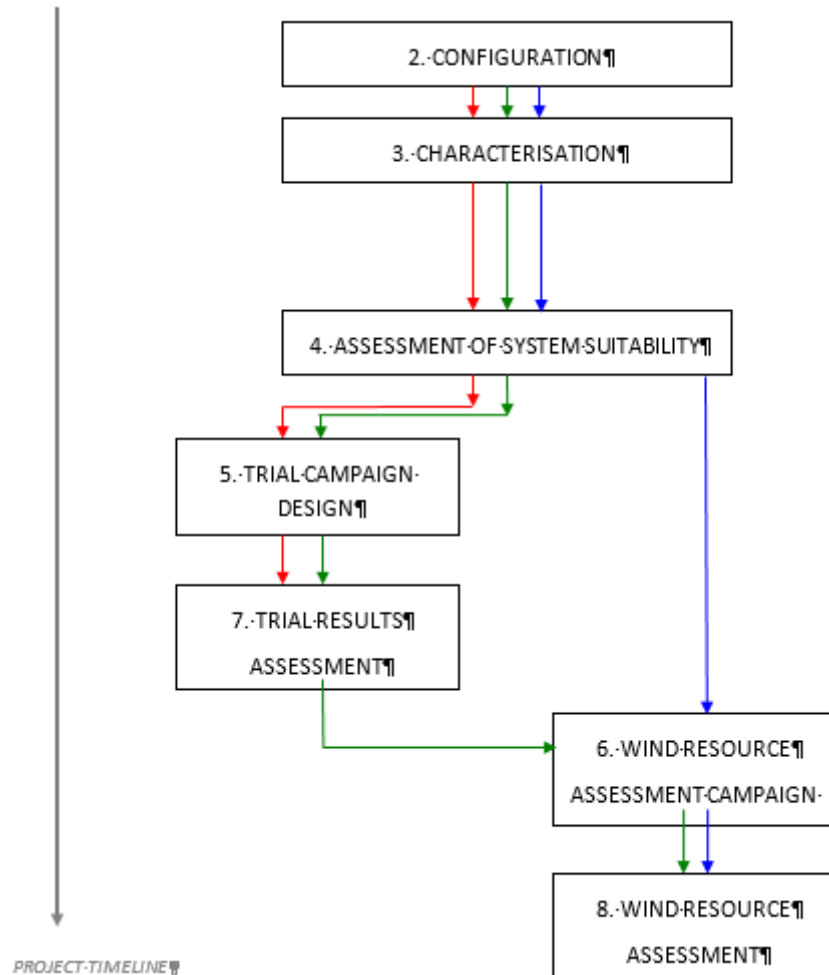


Ilustración 14 – Flujograma de las OWA Recommended practices para FLS. Fuente: [5].

I. Configuración

Configuración general

El proyecto base de una FLS debe contener como equipos esenciales los siguientes:

- Lidar;
- Sistema de energía;
- Registro de datos y comunicación;
- Plataforma flotante;
- Sistema de fondeo.
- Sistema de seguridad

El fabricante de la boya debe proveer todos los componentes de una manera integrada. Todos los componentes deben ser adecuados para uso en ambiente marino, tener certificaciones y garantías que vayan de acuerdo con el tiempo de duración de la campaña. Abajo sigue un diseño esquemático de los componentes esenciales para una FLS:

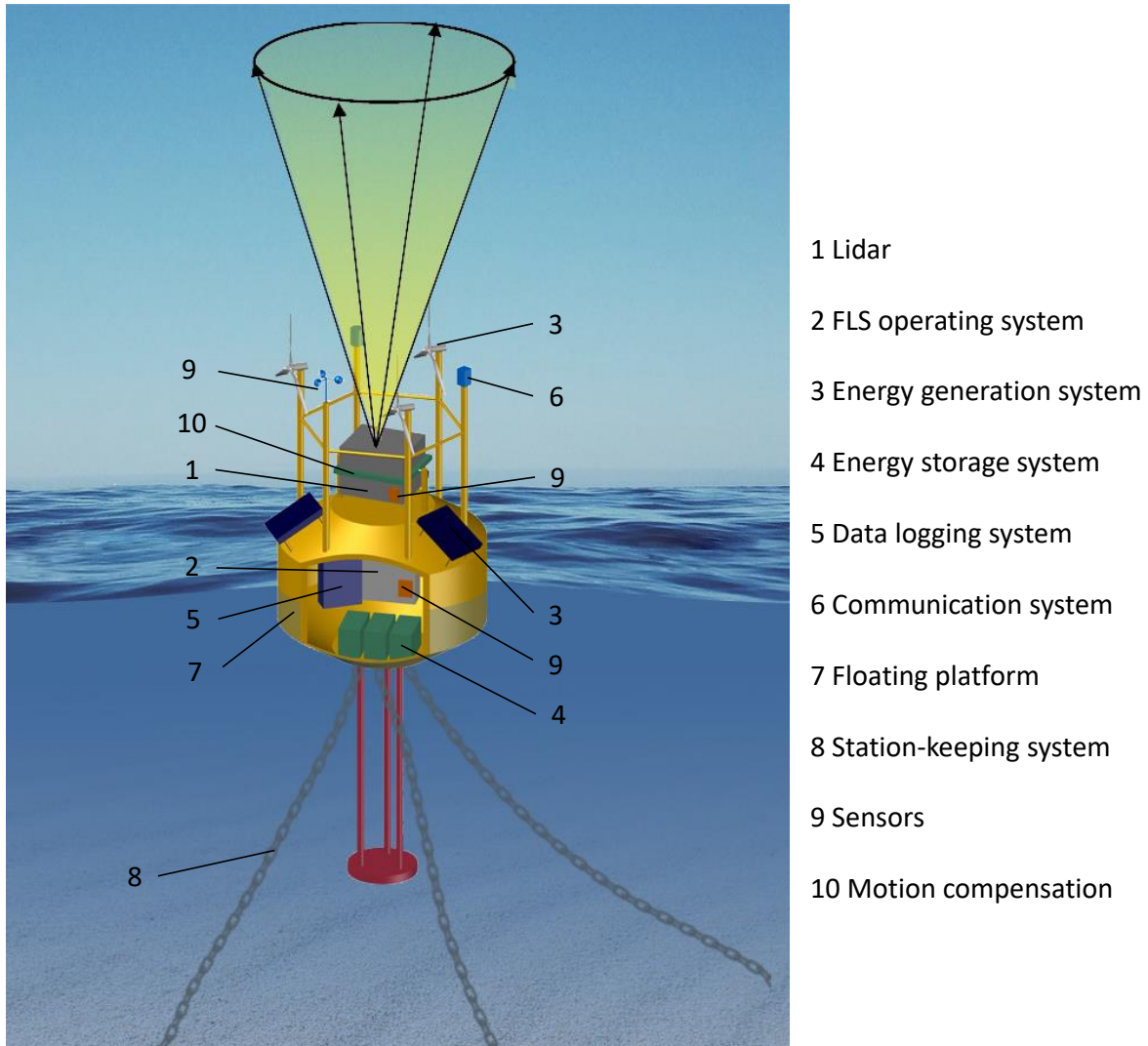


Ilustración 15 -Diseño esquemático de una FLS. Fuente: [5].

Se recomienda que la boya disponga de sensores para medir altura y periodo de las olas. Así como una construcción modular para que sea posible en caso de fallo, remplazar algún componente sin necesidad de recupera la boya, como mínimo el LiDAR, baterías, generadores de energía, sistemas de comunicaciones y sistema de registro de datos. También es recomendable tener redundancia del sistema en sus componentes básicos como fondeo, generación de energía, registro de datos y sistema de comunicaciones.

Equipo LiDAR

El uso de un equipo LiDAR debe cumplir con las expectativas de la industria para proyectos onshore i offshore, es decir, se requiere que hayan sido aprobado en las pruebas anteriores, historial exitoso en proyectos anteriores, ser adecuados para uso marino.

Sistema de energía

El sistema de energía debe ser inteligente hasta el punto de priorizar el funcionamiento seguro de la boya sobre otros aspectos, por ejemplo, las luces de navegación deben siempre ser prioridades en caso de ocurra un fallo eléctrico. El uso de sistemas independientes de luces de navegación alimentado por pequeños paneles solares son buenos sistemas de reserva a fin de garantizar la integridad de la FLS.

EL sistema de generación de energía de la FLS suele estar compuesto por una combinación de generadores eólicos, paneles solares y células de combustible, todo el sistema conectado a baterías recargables. La célula de combustible suele ser la fuente de reserva de combustible, en caso de que las baterías presenten niveles bajos de carga, deberán entrar en funcionamiento de forma automática garantizando así el funcionamiento del sistema, y evitando la pérdida de datos. El sistema debe estar proyectado para un fácil remplazamiento de las baterías en caso necesario. Una subestimación de la potencia requerida por el sistema y una sobrestimación de la eficiencia de las fuentes de energía renovable son causas conocidas de problemas de disponibilidad.

Sistema de registro de datos y comunicaciones

El Sistema de registro de datos (*The data logging system*) debe tener capacidad suficiente de almacenar información por todo el período de la campaña, incluso tres meses más por contingencia. El sistema de comunicación debe ser capaz de transferir datos en tiempo real, o lo más inmediato posible. Si hay problemas con banda limitada, los datos del sistema de salud de la boya debe ser prioridad. Es recomendable que el sistema de comunicación contenga más de un canal de comunicación (vía señal 3G/4G, satélite o radio) y debe ser capaz de cambiar entre ellos de manera automática. Para las operaciones es muy importante tener un sistema de comunicación *Wireless*, a fin de evitar acceder a la boya de manera desnecesaria.

Equipos de medición auxiliar

Es esencial que mientras el LiDAR esté midiendo la velocidad y dirección del viento, las condiciones del mar también sean grabadas. El equipo puede estar instalado en la boya o en separado, pero necesitan estar proyectados para funcionar en ambiente marino, además de tener un historial de éxito de campañas anteriores de medición. Una redundancia en el equipo que realiza la medición del viento y dirección es importante, pudiendo ser utilizado anemómetros de cazoleta y veletas o un anemómetro supersónico. Además de estos equipos es recomendable disponer de sensores adicionales en la FLS para proveer una comprobación de los sensores primarios y datos adicionales para mejorar el funcionamiento. Ejemplos de datos adicionales son:

- Temperatura del aire
- Humedad
- Presión del aire
- Perfil vertical de temperatura del aire
- Aceleraciones en la boya
- Video

Plataforma flotante (Boya)

Se recomienda que la boya disponga de un acceso seguro para que sea posible realizar mantenimiento en la boya, el espacio disponible en la boya debe ser suficientemente grande para trabajar dos personas con acceso a todos los sistemas, si posible disponer de espacio para 3 personas en caso de que sea necesario rescatar una persona inconsciente. Los equipos para la seguridad deben estar presentes en el diseño de la FLS, como pasamanos y puntos de anclaje.

El Sistema debe posibilitar la verificación antes de embarcar si la boya se encuentra energizada o no, disminuido así el riesgo de una descarga eléctrica. El diseño de la boya debe ser flexible, posibilitando que se pueda utilizar una grande variedad de barcos en sus operaciones, eso influirá en la facilidad de encontrar barcos adecuados, así como bajar el coste de operación.

Como la boya se debe quedar al menos seis meses instalada *offshore* sin necesidad de volver a tierra, es posible que sufra algún tipo de daño, sea por animales, vandalismo o tifones. Por eso, el diseño de la boya debe presentar una estructura robusta y capaz de asegurar su funcionamiento bajo malas condiciones que se pueda encontrar. Compartimientos estancos, cajas secas, son algunos de los medios de garantizar la seguridad de los sensores y boyas.

Todas las boyas deben proveer de medios de ayuda a la navegación, tal cual exija la autoridad local. Es recomendable considerar el uso de AIS (*Automatic Identification System*) y RACON (*Radar Beacon*) para ayudar. Todas las FLS necesitan monitorear su círculo de vigilancia (*watch circle*) una vez que la boya se mueva para fuera del círculo, debe saltar una alarma avisando a los responsables de la boya que ésta se encuentra en movimiento además de marcar su posición actual para caso sea necesario recogerla con un barco. Eso es posible a través del uso de equipos como GPS o equivalente. Tener disponible redundancia de esos equipos de GPS o rastreo es muy importante caso haya una avería, así como equipos con fuente de energía autónoma en caso de avería energética.

Sistema mantenimiento de posición

Para mantener la posición, hay medios activos y pasivos para conseguirlo. Los medios activos son menos comunes ya que tienen un coste y consumo mucho más grandes, como por ejemplo un sistema de posicionamiento dinámico. Los medios pasivos son los más utilizados, las típicas cadenas con peso muerto de un sistema de fondeo. El movimiento de la boya será limitado con el uso del sistema de fondeo a lo que es conocido como círculo de vigilancia o área de deriva (*drift área*). Caso sea requerido por las autoridades locales disminuir el círculo de vigilancia, es posible añadir más líneas de fondeo, más para hacerlo algunos factores deben ser llevados en cuenta como dificultad en la instalación y operación

de recuperación de la boya, coste extra de materiales, las operaciones serán más largas, así necesitando ventanas de tiempo operacionales más largas además de poder afectar la funcionalidad de los sensores.

En cada sistema para mantener la posición escogida sea fondeo se debe tener en cuenta que cada sistema es específico para cada sitio, siendo posible la adecuación para la utilización en una siguiente ubicación. Para el diseño del sistema de fondeo es necesario que sea proyectado por expertos, y será necesario proveer los siguientes parámetros a fin de garantizar que sea adecuada:

- Puntos generales
- Todas las condiciones requeridas en proyecto, sea 1, 5 10 o 25 años.
- Datos de 50 y 100 años son requeridos para el desarrollo de la estructura, pueden ser utilizados para el diseño de sistema de fondeo caso esté disponible.
- Cuantos más datos posibles se aporten la simulación será más fiable.
- Profundidad (Max y Min), coordenadas, altura significativa de ola, Altura máxima de ola, Período de pico, perfil de corriente del océano, batimetría, restricciones de navegación y cualquier otra restricción que pueda afectar como UXOs (*Unexploded Ordinance Risk*).
- Una verificación por una tercera parte siempre es recomendable.

Se hace muy importante el uso de materiales adecuados para el sistema de mooring, que dispongan de certificación y sean compatibles con el uso propuesto. La oxidación es un problema clave que el sistema de fondeo necesita superar, la ruptura de una pieza puede resultar en que la boya fique a la deriva y sufra daño. Como guía para el diseño del sistema de fondeo es recomendable basarse en normas y estándares ya especificados para el diseño de sistemas de fondeo por empresas y organismos internacionales como ABS, BV, DNV-GL, API, UK-HSE, WMO e IALA.

Transporte para el sitio

El transporte de la boya desde el muelle hasta la ubicación de instalación se debe realizar a fin de evitar coste extras y daños a la boya. Transportar la boya completa y montada sirve para ahorrar tiempo y realizar un transporte más seguro. La operación debe tener el soporte de la documentación de seguridad adecuada como los RAMS (*Risk Assessment and Method statement*). Es muy importante asegurar que la operación de remolque de la boya hasta el sitio de instalación sea la más segura posible, bajo velocidad adecuada y solo utilizando los puntos de anclaje indicados de acuerdo con el diseño de cada boya.

II. Características específicas

Configuración general

Hoy en día, hay disponibles diferentes modelos en el mercado, cada uno con sus características específicas. Cada característica debe ser detallada por el proveedor de la boya, para que toda la información sea clara y eficiente para el cliente. En caso de que ocurra algún problema durante la campaña, un nivel adecuado de especificaciones puede ser muy importante para ayudar a solucionarlos. Como hemos comentado anteriormente, una buena descripción general del Sistema debe ser realizada por el proveedor de la FLS de forma a garantizar su correcto funcionamiento. Este paquete de información debe contener al menos:

- El tipo de LiDAR y su modelo
- Si la boya es del tipo Spar o boya marina
- Si compensadores de movimiento están empleados, caso sí, cuantos grados de libertad y si esta aplicado al *hardware* o *Software*.
- Los sensores meteoceanográficos incluidos en la FLS.
- Un diagrama de flujo de señal y datos que visualiza de forma integral la adquisición de datos y el procesamiento de datos a bordo, incluida la compensación de movimiento,
- Las fuentes energéticas disponibles a bordo
- Los canales de comunicación
- Un diagrama esquemático de la FLS

El proveedor debe especificar el nivel de maduración del sistema reconocido para la FLS en general, de acuerdo con la categoría de maduración definida en el *OWA Roadmap*. El proveedor debe suministrar pruebas suficientes para comprobar que cumple con el nivel de maduración valorado. Las evidencias deben incluir información sobre la precisión en la medición de la velocidad y dirección del viento, así como de la confiabilidad del sistema.

Se recomienda incluir informaciones sobre el pesos y medidas de la boya, calado, circulo de vigilancia y cualquier otra información que pueda ayudar en una operación. Así como los datos sobre el funcionamiento de la boya, como rango de temperatura de servicio, rango de condiciones meteoceanograficas en lo cual la boya es esperada trabajar, rango de velocidad del viento, y rango de profundidad. Las consecuencias deben estar informadas caso la FLS opere fuera de sus condiciones, como por ejemplo la perdida de datos, perdida de precisión de los datos o integridad del sistema. También se debe facilitar el historial de la boya, programa de mantenimiento, disponibilidad, cualquier otra información que pueda influir en una operación debe ser añadida.

Sistema LiDAR

El paquete de datos suministrado por el proveedor, debe contener todas las informaciones que puedan caracterizar el LiDAR y sus funcionalidades. Como, por ejemplo:

- Como se determinará la dirección del viento y la velocidad del viento, teniendo en cuenta que la dirección del LiDAR no es constante y si el dato viene directo del LiDAR. Describir si hay correcciones realizadas en las mediciones y como ejecuta, si es automática o una etapa posprocesada.

- Si el LiDAR también está programado para medir turbulencia o velocidad de rachas de viento también se debe explicar como lo hace.
- Es importante proveer evidencias de que el equipo LiDAR ha sido aprobado en sus pruebas de validación y su historial de campañas realizadas.

En relación con el movimiento de la boya en el mar, o sea, refiriéndose a los seis grados de libertad: heave, surge, sway, roll, pitch and yaw, en caso haya algún tipo de compensador de movimiento debe ser explicitado y explicado en detalles.

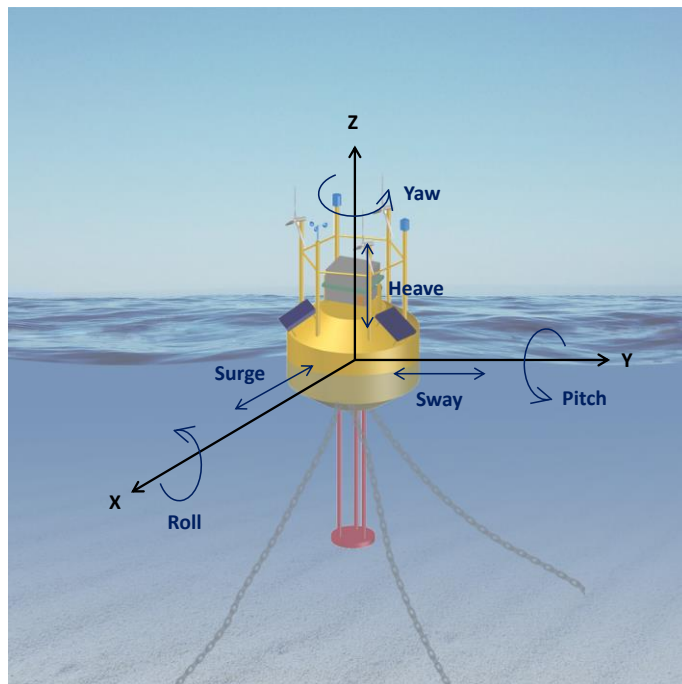


Ilustración 16 - Grados de libertad de la boya. Fuente: [5].

- Máximos ángulo con la vertical que el LiDAR estará sujeto y la frecuencia que puede ocurrir.
- Máxima velocidad angular vertical y horizontal que el equipo irá experimentar.
- Si hay compensadores de movimiento, si son activos/pasivos, *hardware* o *software*, a bordo o pos procesado.
- El documento debe incluir procedimientos para configurar, probar y verificar el LiDAR.

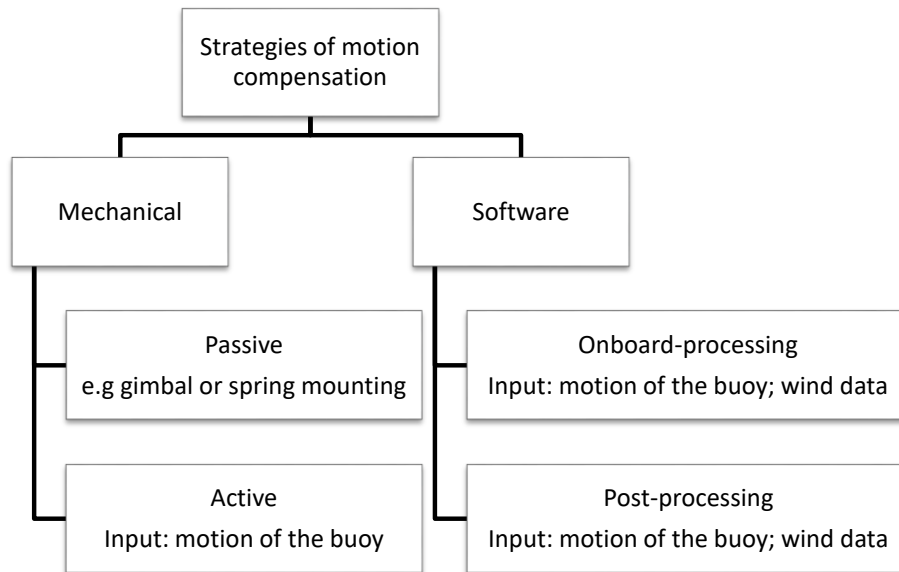


Ilustración 17- Estrategias para compensar el movimiento. Fuente: [5].

Sistema de energía

Es muy importante para el proveedor de la boyita enviar la información sobre la capacidad de generación y almacenamiento de energía de la FLS, así como el consumo de los equipos.

Sistema de registro de datos y Comunicación

La caracterización del Sistema de registros de datos y comunicación debe contener un listado con sensores de medición, la información sobre frecuencia y cantidades de registros, capacidad de almacenamiento de datos, *backups* y redundancia de almacenamiento. La información sobre el sistema de comunicaciones debe contener los protocolos soportados, frecuencia de transferencia de datos para la empresa y todo que pueda ser gestionado remotamente.

Equipos de medición auxiliar

En relación con los otros sensores meteorológicos que han de estar presentes en la boyita, como sensor de oleaje, humedad o temperatura atmosférica, es necesario especificar en el nivel adecuado, como el dato es obtenido, si es necesario aplicar posprocesados. Los procedimientos de pruebas, verificaciones y configuraciones de los sensores deben estar presente.

Plataforma flotante

En el paquete de datos de contener informaciones detalladas sobre cómo acceder a la boyita de forma segura, informaciones detalladas sobre los barcos adecuados para las operaciones, las informaciones sobre las luces de navegación y sistema de GPS, así como el proveedor debe poner a disposición del usuario la revisión de riesgos, la evaluación de riesgos y cualquier acción mitigatoria que debe ser puesta en marcha.

Sistema de mantenimiento de posición.

Con relación al Sistema de mantenimiento de posición, es recomendable disponer de detalles como las dimensiones, limitaciones, radio de deriva y cálculos asociados al diseño del sistema, de tal forma que sea posible averiguar la adecuación del sistema para las condiciones ambientales del lugar de instalación. En el RAMS debe contener los métodos para:

- Instalar el sistema
- Ensamblar el sistema en la boya
- Inspeccionar el sistema de fondeo
- Remover el sistema de fondeo

Es muy importante tener en cuenta que el fondo del mar después del proyecto debe quedar completamente limpio, o sea con todos los componentes retirados.

Transporte hasta el sitio de instalación

En el RAMS, se recomienda contener informaciones referentes a la operación de transporte de la boya como medios de transporte adecuados para/desde el muelle, puntos adecuados para el transporte seguro, almacenaje en el muelle en caso de necesidad, medios de elevación, si es necesario instalar algún componente, limitaciones ambientales de operaciones, velocidad adecuada para el remolque, procedimientos adecuados para el remolque o el transporte en cubierta sean ejecutados de manera segura para la tripulación y equipo.

III. Evaluación de adecuación

Configuración general

Antes que la boya sea sometida a la validación *offshore* es razonable que todo el sistema diseñado sea fidedigno para actuar en las condiciones que serán encontradas en el sitio. Los diseños de las boyas de diferentes proveedores son distintos entre sí, pero así mismo es posible determinar algunas prácticas recomendables en común. Se requiere evaluar si la FLS es adecuada para las pruebas *offshore*, utilizando la información que será facilitada por el proveedor descrita anteriormente.

Para el propósito de una prueba inicial *offshore* el nivel de madurez de la FLS se debe considerar como *baseline*, para un proyecto de evaluación de los recursos eólicos el nivel de madurez de la boya ya deberá ser al menos *Pre-Commercial* de acuerdo con el *OWA Roadmap*. En el caso de no alcanzar el nivel adecuado el operador de la FLS debe aceptar el riesgo adicional de que el sistema puede no funcionar como el deseado.

Para una prueba inicial *offshore* del modelo se requiere que el sistema LiDAR sea adecuado, que la boya y sus sistemas hayan sido diseñados de tal manera mitigar los impactos ambientales en la precisión de la medición de la velocidad y dirección del viento. Con relación a un proyecto de evaluación de recursos eólicos, es necesario que la boya haya superado una prueba de validación *offshore* con evidencias de una buena performance, y alcanzando el criterio para el nivel de madurez *Pre-commercial*.

La adecuación del sistema requiere una detallada evaluación de las condiciones ambientales del lugar propuesto para el proyecto, así se puede saber si las dimensiones y peso de la FLS están de acuerdo con lo que será encontrado, o sea que el sistema pueda operar sin problemas mismo bajo las peores condiciones posibles encontradas, además de los efectos que eso puede generar en la FLS. Las regulaciones requeridas por las autoridades portuarias para el despliegue de una boya pueden ser diferente en cada país, eso puede afectar directamente la viabilidad del proyecto, una vez que eso puede cambiar el rango de permisión de algunos parámetros de proyecto como: sistema de fondeo adecuado, rayo de deriva, necesidad de equipos de navegación reconocidos por el gobierno local, pruebas de rendimiento, permisos, certificaciones para equipos, entre otros.

Toda la información sobre el mantenimiento debe ser detallada y revisada por una persona cualificada a fin de garantizar su adecuación, no se debe tardar más de seis meses entre ellos mantenimientos preventivos, como repuesto de líquidos, ánodos i etc.

Sistema LiDAR

Como se ha comentado anteriormente el modelo del equipo LiDAR presente en el sistema debe haber sido testeado previamente en proyectos de medición de recursos eólicos *onshore* o instalados en plataformas fijas *offshore*, para comparar con un mástil. Es muy importante que se presente toda la documentación disponible sobre pruebas y campañas anteriores, las pruebas deben haber sido realizadas de acuerdo con las normativas de IEC 61400-12-1 y las *IEA Wind Recommended Practices for ground-based lidars*. Los resultados deben presentar buen nivel de calidad y precisión de velocidad y dirección del viento, siendo endosada por un verificador que sea experimentado y cualificado. El LiDAR si no es apropiado para ambiente marino es considerado más arriesgado.

Hay un riesgo que la compensación del movimiento en la mar no sea el suficiente para no influir en la precisión de la medición de velocidad y dirección del viento. Por esa razón, es muy importante que en las pruebas de validación sean recolectadas evidencias para convencer que el sistema funciona de manera correcta en todo el rango de condiciones del mar, nuevamente los datos serán revisados por una persona cualificada. Para una primera campaña es muy importante disponer de los datos obtenidos en la prueba de validación, de forma a asegurar el correcto funcionamiento del sistema durante todo el tiempo, y saber cuál es el rango condiciones que la FLS puede trabajar.

Sistema de energía

El Sistema de energía deberá disponer de capacidad de almacenaje, en forma de baterías recargables, suficiente para que el sistema pueda trabajar al menos una semana, preferiblemente dos, sin generación de energía. Es recomendable que el sistema pueda permanecer sin mantenimiento al menos por seis meses. El sistema de generación de energía renovables, eólico y solar, debe ser capaz de recargar las baterías sin la ayuda de otras fuentes energéticas. Las baterías requieren una atención especial para que no haya riesgo de explosión debido a fuga de los ácidos de la batería, medios de ventilación, y metodología para una inspección segura deben ser mencionado.

Sistema de registro de datos y Comunicación

El Sistema de registro de datos debe tener capacidad a bordo de asegurar que todos los datos obtenidos durante un proyecto sean almacenados y recuperados al final de esta, en caso de que haya un fallo en el sistema de comunicación. Para reducir el riesgo de que la boya se quede sin comunicación, debe estar presente una redundancia de sistemas, red 3G de teléfono y satélite, capaz de cambiar entre ellas de manera automática. Un Sistema de comunicación *Wireless* debe ser disponible para que sea posible aproximarse de la boya, tener acceso al sistema sin acceder físicamente a la boya, ese sistema debe ser capaz de descargar todos los datos, controlar las características disponibles, como encender/apagar los aerogeneradores, además de poder todos los sistemas.

Equipos de medición auxiliar

El equipo de medición de altura y frecuencia de olas debe ser capaz de grabar datos en intervalos no más largos que treinta minutos. Un segundo Sistema de medición del viento debe estar disponible, sin interferencias alrededor para chequear los datos del LiDAR. Dependiendo del modelo de la FLS, caso necesario, es importante proveer informaciones y grabar los datos, sobre la inclinación i orientación del LiDAR y de la boya.

Plataforma flotante

La provisión de un acceso seguro, la realización de tareas de mantenimiento en alta mar, la evaluación de riesgos, las luces de navegación y el sistema de ubicación geográfica deben ser evaluados por un experto u organización adecuadamente calificada y con experiencia. El experto también debe evaluar la presencia y la aptitud para el propósito de cualquier otro sistema o proceso de seguridad aplicable.

Sistema de mantenimiento de posición.

Como mencionado anteriormente, el sistema de fondeo suele ser único para cada zona, el sistema debe ser diseñado o revisado por una persona con el nivel adecuado de certificación, considerando diferentes tipos de fondo del mar, corriente, marea, requerimientos legales locales y características de profundidad. El sistema de fondeo consiste en diferentes elementos como, peso muerto, líneas de fondeo, grilletes, *swivels*, boyas intermedias. Todo el Sistema debe ser proyectado para soportar los límites de carga y fatiga. El diseño debe ser guiado por los estándares relevantes de condiciones de carga y métodos de análisis, como: IEC 62600-10, DNV-OSS-312, DNV-OS-E301 o DNV-OS-E303. Todo sistema debe ser inspeccionado anualmente, buscando identificar eslabones desgastados, abrasiones de línea y otros daños.

Transporte hasta el sitio de instalación

Si se transporta el LiDAR como una parte del sistema FLS como un todo, se debe equipar un sensor de choque para detectar posibles daños al equipo durante el transporte para la instalación. El sensor debe estar fijo al LiDAR para evitar desviaciones en la medición.

IV. Pruebas de validación

Comprobación previa al despliegue

Los parámetros recomendables para una campaña de validación serán distintos de los parámetros para un proyecto de *WRA*. El objetivo de una validación es atestar la capacidad de la boya de realizar una medición de la velocidad y dirección del viento fiable y precisa. Para esta prueba es necesario el uso de un equipo de confianza para comparar la medición del viento. Para asegurar la integridad de la validación el proveedor de la boya no debe tener acceso a los datos del mástil antes que sea validado por terceros (*third party validation*). El proveedor de la boya debe tener acceso a los datos durante la campaña sin violar el *blind trial*. Sin embargo, la comunicación entre las partes es recomendable para asegurar que la boya opere como esperado.

Para establecer confianza en la precisión de la unidad LiDAR usada en la validación deben ser seguidas las normativas descritas en la IEC 61400-12-1. Se debe probar el LiDAR contra un mástil de medición con anemómetros estándares, para verificar la precisión de los datos.

Ubicación

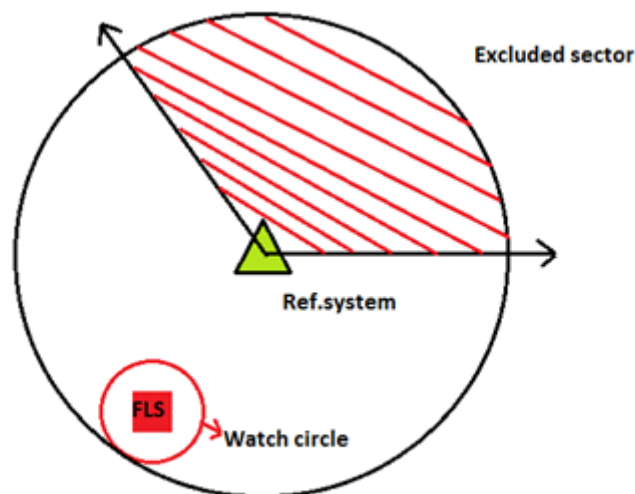


Ilustración 18 - Ejemplo de posicionamiento para validación con un sistema de referencia. Fuente: [5].

El triángulo amarillo representa una plataforma fija en la que se monta el sistema de referencia. El sector sombreado no está permitido para el despliegue de FLS ya que se requiere para acceder a la plataforma fija. También se indica la ubicación desplegada para el FLS, incluido el círculo de vigilancia.

La ubicación debe ofrecer una variación mínima del viento a través del área para facilitar la comparación de los datos medidos en la boya y mástil. Es recomendable ofrecer condiciones meteorológicas similares a la que será encontrada en el subsecuente WRA.

Equipos e Instalaciones

El Sistema de referencia para la medición de viento puede ser un mástil *offshore*, así como cualquier otro sistema de medición confiable como, mástiles o LiDAR montados *onshore*, en muelles, faros u otras estructuras *offshore*. El concepto clave es que el equipo necesita tener la incerteza en las mediciones en niveles aceptables.

Las especificaciones y datos asociados al sistema de referencia deben estar disponibles. Los efectos de las estructuras de Sistema de referencia deben ser estudiados y documentados, además de la influencia de la topografía. Los anemómetros mecánicos o de ultrasonidos deben ser diseñados e instalados de acuerdo con la IEC 61400-12-1. Los anemómetros y veletas deben ser calibrados por un laboratorio acreditado en los últimos 12 meses.

Con el propósito de mejorar la comparación entre la FLS i el sistema referente de medición, la separación debe ser la mínima posible respetando las restricciones de seguridad. La distancia de 500m ha sido utilizada con éxito, así siendo la recomendación actual. La dirección de la separación entre los equipos debe estar alineada con la transversal del viento predominante.

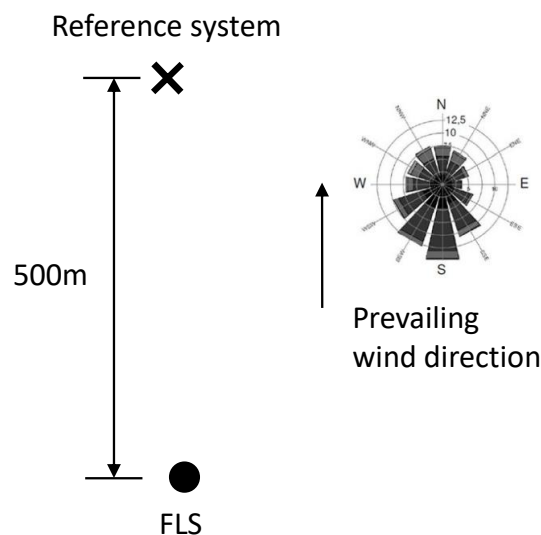


Ilustración 19 - configuración recomendada para instalación en una validación. Fuente: [5].

La configuración recomendada para la instalación de una FLS y el Sistema de referencia por lo que respecta a distancia y dirección. Es muy importante que los sistemas no sufran efecto de turbulencia de otros equipos.

Los datos proveídos por el Sistema meteoceanográfico de referencia debe cubrir los siguientes parámetros: altura significativa de ola, período de pico de la ola, altura media de olas, espectros de olas, velocidad de corriente en diferentes alturas, dirección de corriente, profundidad y temperatura del agua. Estos parámetros deben ser grabados a intervalos no mayores de que treinta minutos. Algunos parámetros suplementares son requeridos como parte del proceso de validación como temperatura del aire, humedad y presión barométrica. La instrumentación debe ser instalada, operada y calibrada de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y las mejores prácticas de la industria.

Cantidad de mediciones

La cantidad de mediciones más importantes es de velocidad y dirección del viento en las dichas alturas, en el nivel más simples la precisión de la boya será evaluada comparando los valores medidos en la boya y los medidos en el mástil. Las mediciones de estos parámetros en ambos sistemas y en las diferentes alturas deben ser realizadas como:

- Velocidad del viento (m/s) debe ser registrada con una media de 10 minutos;
- Dirección del viento (grados) debe ser registrada con una media de 10 minutos;
- Es recomendable registrar el valor mínimo, máximo y de valor de desviación estándar con un periodo de 10 minutos. Eso posibilita Investigar las mediciones de turbulencia y realizar comprobaciones de funcionalidad adicionales.

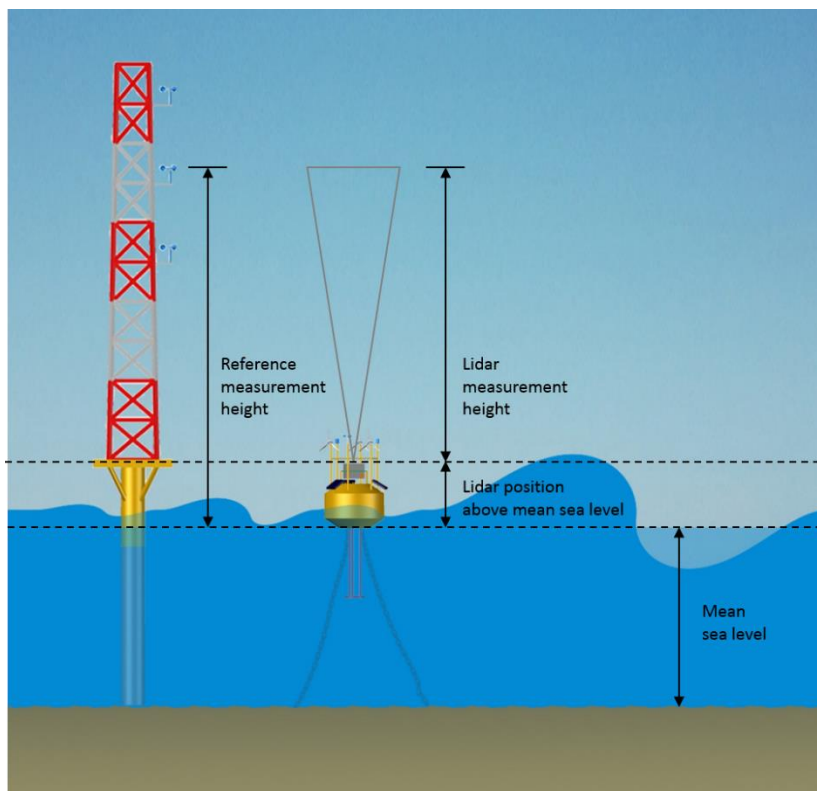


Ilustración 20 - Comparación de la FLS con el Mástil de referencia. Fuente: [5].

Las referencias de altura en el LiDAR deben ser los mismos que los presentes en el Sistema de referencia. Los otros parámetros que deben ser medidos como sigue:

- Altura máxima y significativa de ola (m) deber ser registrado con una media de 60 minutos o menos;
- Período de onda medio y de pico (s) debe ser registrado con una media de 60 minutos o menos.

Otros datos de parámetros ambientales también deben ser registrados, de tal manera que pueda posibilitar la evaluación de la sensibilidad de las mediciones, así como:

- aceleraciones transversales (*heave, sway, surge*) y rotacionales (*pitch, roll, yaw*)
- Velocidad de corriente;
- Temperatura del aire y del agua;
- Humedad
- Precipitaciones
- Visibilidad, nubes y nieblas;

Las mediciones de viento de ambos los sistemas serán comparados al menos en cuatro alturas dentro de un rango equivalente a las alturas mínima y máxima de las palas del rotor de un aerogenerador grande contemporáneo, e incluyendo la altura del rotor, que es considerada un parámetro clave en la industria. En el caso de eso no sea posible, se puede hacer una extrapolación vertical para encontrar esas mediciones, pero la precisión tenderá a disminuir. La duración de la prueba de validación recomendada es de seis meses debido a la cantidad adecuada de datos colectados para realizar una correlación significativa. Como las WRA suelen durar más de seis meses las boyas deben demostrar que son confiables y precisas al mismo tiempo por un período superior a seis meses.

Verificación de funcionalidad

Debido al riesgo de que pueda ocurrir algún daño o desalineación en el sistema durante el transporte u instalación, es necesario realizar una verificación final del sistema después de instalado, para asegurar el correcto funcionamiento. Los procedimientos deben estar documentados.

Monitoreo durante la instalación

El monitoreo durante la instalación es muy importante para caso aparezca algún problema pueda ser arreglado en la primera oportunidad. Por esta razón es recomendable monitorear los siguientes datos:

- Disponibilidad de datos
- Si los valores de velocidad y dirección del viento son realistas
- El funcionamiento del sistema de energía a bordo, los niveles de voltaje de las baterías y que los equipos de generación de energía eólico y solares están actuando.

- Cualquier disponibilidad de datos de criterio de calidad del LiDAR. (CNR, *Spatial Variation*, etc.)
- La ubicación de la boya está de acuerdo con el radio de deriva.

El monitoreo debe ser realizado a diario, en las primeras dos semanas, pudiendo ser como mínimo una vez a la semana. Eso será considerado parte del plan de gestión del mantenimiento de la boya, deberá disponer de gatillos para solicitar intervenciones en el sistema.

Chequeos posdespliegue

Una vez que la unidad LiDAR se haya establecido como suficientemente precisa, no hay razón para sospechar que la precisión se degradará de manera sistemática durante las pruebas de tal modo que pueda comprometer los resultados de la prueba. Así siendo, no es normalmente recomendable realizar una verificación posprueba en el LiDAR, solo en el caso que hayan surgido cualquier tipo de dudas o accidentes que puedan afectar el resultado de la validación.

V. Diseño del Proyecto de Evaluación de los Recursos Eólicos.

Verificación previa al despliegue

Los parámetros recomendados para una validación no serán todos iguales a una WRA, hay algunos que se mantienen, pero otros se cambian ya que el propósito ahora es una evaluación de los recursos eólicos de un área y no la validación del equipo. Se asume que la unidad LiDAR que será usada en el Proyecto, ha realizado al menos una prueba de validación offshore antes de ser instalada para un WRA. También se asume que la boya ha alcanzado el nivel de madurez *pre-commercial o comercial*.

La verificación previa al despliegue de la boya aquí significa una prueba de validación más corta con el uso de un equipo de referencia de medición inmediatamente antes de la FLS ser instalada para una WRA, de tal manera a reducir la incertidumbre en la medición de viento durante la campaña. La validación será planeada de la misma manera que la validación inicial de la boya, requiriendo que boya trabaje continuamente sin errores durante todo el período de la prueba. El tiempo requerido para esta prueba será el suficiente para rellenar las diferentes columnas de velocidad y dirección del viento, el cual suele tardar entre 4 y 8 semanas. En el caso de que la boya tarde más de un año para ser instalada después de la validación será necesario realizar una validación corta que puede tardar de 1 a 3 días.

Para el caso de las boyas FLS Spar que se pueden considerar estacionarias, o muy cerca de serlo, se puede emplear un enfoque alternativo. Como la plataforma flotante tipo Spar se puede considerar estática, para eso la boya debe haber realizado al menos una prueba de validación en la cual no presentó sensibilidad significativa para parámetros de movimientos de ola, o sea no sigue el movimiento de las olas, no dispone de compensador de movimiento, así la configuración será casi igual a montar un LiDAR en una plataforma fija *offshore*. El enfoque será en la unidad LiDAR y no en la boya. Si se cumplen

esos requerimientos solo será necesario realizar una pequeña validación antes de empezar un proyecto de WRA.

Como comentado, el propósito de esta validación antes del despliegue es basada en enfoque de mitigar riesgos, es decir, es asegurar que la unidad a ser instalada opera de manera tan buena como cuando la unidad que fue validada durante seis meses. Por eso, si grandes cambios son necesarios para el proyecto, eso deberá ser evaluado para saber si será necesaria otra validación larga.

Ubicación

La ubicación para el despliegue de una WRA está determinada por los requisitos del proyecto y se debe fijarlo el más breve posible para tener en cuenta las condiciones actuales del sitio que pueden ser relevantes para el diseño del sistema de fondeo. La ubicación debe ser tal que cualquier transporte para el lugar se pueda llevar a cabo con una perturbación mínima del sistema de la boya. Se debe tener en cuenta que incluso con una comprobación previa a la implementación, en principio, todavía existe el riesgo de que el sistema no funcione tan bien en la ubicación de la WRA como lo ha hecho en el lugar de la validación previa a la instalación debido a factores que deben cambiarse o ajustarse entre ubicaciones. (Por ejemplo, sistemas de fondeo, altura de mediciones del LiDAR, alturas medidas del ADCP). En la medida de lo posible, el FLS debe tener la misma configuración en el sitio previo al despliegue que en el sitio de la WRA. Cada desviación de esto, debido a las diferencias en los atributos de ubicación o de otro tipo, debe registrarse y justificarse.

Cantidad de mediciones

Las recomendaciones para los equipos e instalaciones son las mismas que para las pruebas de verificación. La duración de la validación previa al despliegue será decidida por la opinión de un experto. La duración de un proyecto de WRA se determina de acuerdo con los requerimientos del proyecto suelen durar entre 12 y 24 meses.

Verificación posdespliegue

Generalmente no es recomendable realizar una prueba poscampaña, tanto de la boya cuanto del equipo LiDAR, no obstante, en caso de que durante el proyecto ocurra alguna acción que pueda resultar en dudas de la fiabilidad de los datos medidos, como un accidente, un cambio de equipo, o un fallo importante, puede ser requerido la realización de la prueba.

VI. Evaluación de los resultados de las pruebas de validación

Enfoque general e independiente

Después de haber realizado la prueba de validación, es necesario evaluar la calidad de los datos, el procesamiento de datos y las comparaciones requeridas y también los umbrales de cumplimiento y aceptación relevantes.

De acuerdo con el *OWA Roadmap* los métodos de evaluación de la precisión en la medición de velocidad y dirección del viento, así como la definición de los umbrales de aceptación son basados en los KPIs. Estos KPIs son basados en la experiencia y las prácticas de la industria, son generalmente bien aceptados como un criterio útil por los fabricantes de las FLS y desarrolladores de parques eólicos. De manera similar, también son definidos las métricas de disponibilidad que son ampliamente usados. Se recomienda comparar los perfiles de viento de la FLS y del sistema de referencia, porque el perfil de viento es importante debido a los siguientes puntos:

- La velocidad del viento en la altura del buje es clave para una WRA. Si solo hay un mástil más pequeño disponible es considerado parte de la WRA extrapolar las velocidades del viento hasta la altura del buje.
- Las mediciones de velocidad del viento en las alturas superiores a la altura del buje son obtenidas con la FLS. Eso puede suponer que no es necesario la extrapolación, sin embargo, las mediciones a estas alturas no son comúnmente validadas directamente. Por esta razón el evaluador de los datos puede extrapolar los datos de manera a verificar la calidad de los datos.
- La FLS no es reconocida como un sistema con la madurez de otros sistemas utilizados para una WRA, añadiendo KPIs para perfiles de velocidad y dirección del viento ayudará a promover la aceptación y reconocimiento de que la FLS puede obtener perfiles de viento tan buenos cuanto los mástiles

Para la comparación de los perfiles de la FLS y del sistema de referencia es recomendable hacer una regresión cuadrática ordinaria. Pero esa comparación puede ser complicada, ya que no hay criterios tan claros para esto. Mismo que se cumpla el criterio de aceptación del KPI de velocidad del viento es posible que se produzca un error en el perfil estimado, este error se puede multiplicar para alturas superiores. Como resultado es recomendable un KPI para el perfil de viento relativamente simples, el procedimiento puede ser resumido por:

- Calcular el exponente del perfil tanto para o sistema de medición de referencia confiable cuanto, para la FLS, idealmente separados por aproximadamente 40 m;
- Usar el exponente para extrapolar verticalmente para alturas superior a 40m.
- Calcular la regresión lineal para extrapolar las velocidades del viento
- Aplicar el criterio de aceptación de la *OWA Roadmap* para velocidad del viento(slope):
- Superar el criterio de aceptación indica un desvío diferencial inaceptable en la medición de la velocidad del viento a diferentes alturas, que debe investigarse;
- El logro del criterio de aceptación proporciona una buena indicación de que el FLS está capturando el perfil, así como el mástil.

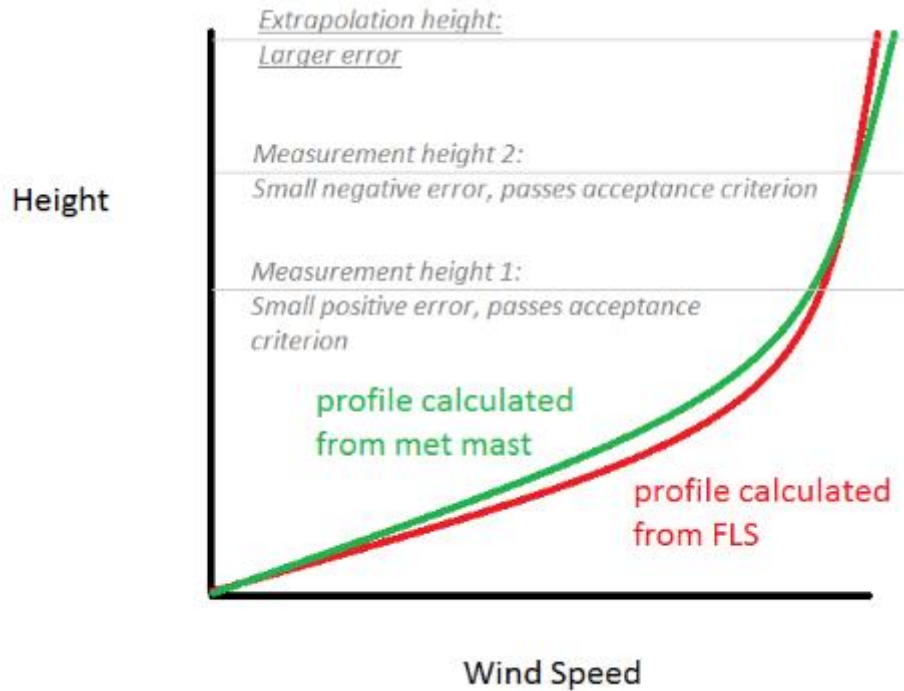


Ilustración 21 - Potencial de desvío diferencial en la medición de la velocidad del viento resultando en error relativamente grande en la velocidad del viento extrapolada. Fuente: [5].

Las pruebas de la FLS y el resultado del análisis de los datos deben ser revisados por una tercera parte cualificada e independiente de tal manera asegurar la credibilidad en el proceso. Esa revisión debe incluir verificación de la correcta ejecución del diseño de la campaña de medición, además de la revisión de los datos obtenidos y su análisis. Ese tipo de procedimiento basa el *blind trial*, una vez que el proveedor no tendrá ninguna influencia en el resultado del análisis.

Precisión de la dirección de viento, velocidad del viento y perfil del viento

La velocidad, dirección y precisión del perfil del viento serán evaluadas usando correlaciones entre la FLS y el sistema de referencia. Solo se debe utilizar datos de sectores predefinidos con vientos limpios. Después de aplicar los criterios de calidad solo los datos posprocesados considerados como buenos deben ser usados. Utilizando datos con intervalo de 10 minutos, y crear una regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios. Todos los puntos de datos validos serán correlacionados con su equivalente de los datos del sistema de referencia, las correlaciones se deben producir para la siguiente data:

- Todas velocidades superiores a 2 ms^{-1} ; Velocidades del viento en el rango $[4 - 16] \text{ ms}^{-1}$.
- Todas las direcciones del viento, todas velocidades superiores a 2 ms^{-1} ;
- Todas velocidades superiores a 2 ms^{-1} ;

Las alturas apropiadas son descritas abajo:

Las correlaciones de velocidad del viento deben ser realizadas para todas las alturas de medición que estén disponibles en la FLS y en el sistema de referencia. También debe ser realizada la extrapolación de valores de velocidad del viento para la altura 40 m arriba del punto más alto donde se puede correlacionar directamente los datos producidos. La extrapolación asumirá un perfil exponencial con el exponente obtenido por la ecuación:

$$\alpha = \ln (V_1 / V_2) / \ln (Z_1 / Z_2)$$

Siendo Z_1 y Z_2 las alturas medidas arriba del *datum* de referencia, V_1 y V_2 las respectivas velocidades. La correlación de dirección del viento debe ser realizada para todas las alturas disponibles, donde haya datos disponibles de los dos sistemas. Las correlaciones para perfil de viento deben ser realizadas con relación a dos alturas de medición, ya que con las dos alturas se puede calcular el exponente del perfil. La diferencia entre las alturas debe ser al menos 40m.

Para una correlación adecuada se debe cumplir con los requerimientos de datos obtenidos comentado anteriormente. Los KPIs para velocidad del viento, dirección del viento y precisión del perfil de viento son los coeficientes obtenidos de las regresiones mínimos cuadrados, abajo sigue algunos ejemplos:

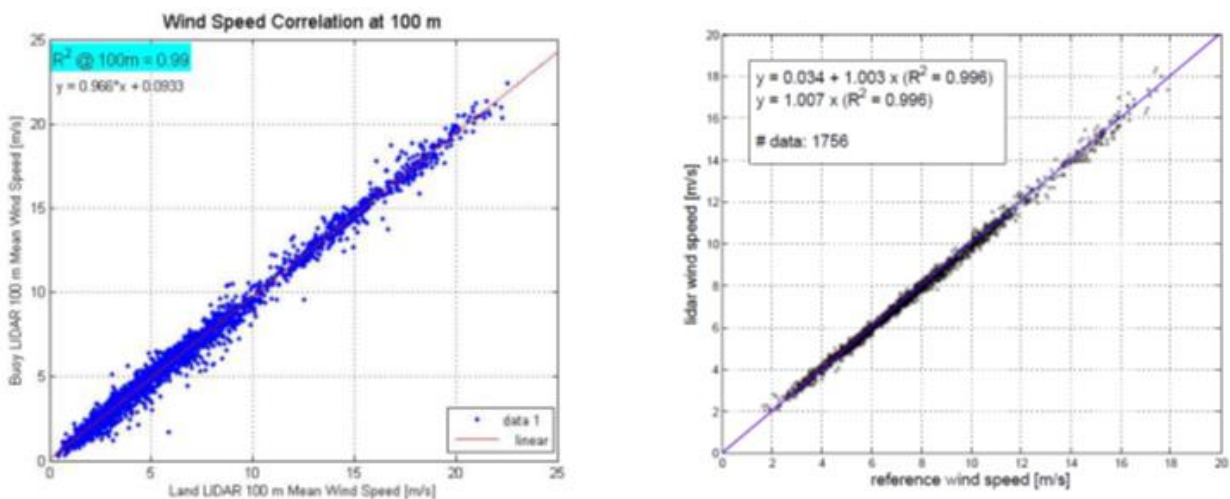


Ilustración 22 - Ejemplo de correlaciones de la velocidad del viento. Fuente [5].

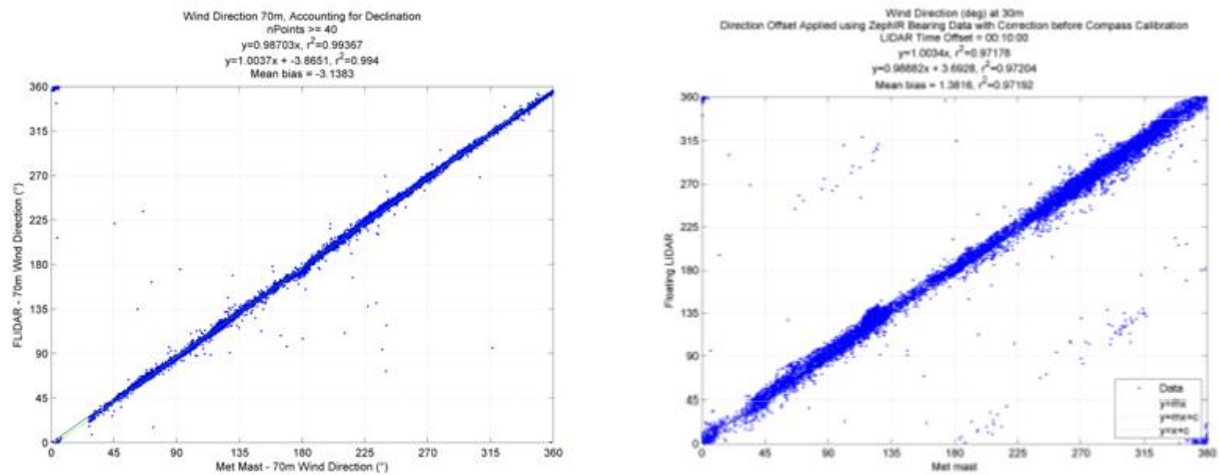


Ilustración 23 - Ejemplos de correlaciones de la dirección del viento. Fuente: [5].

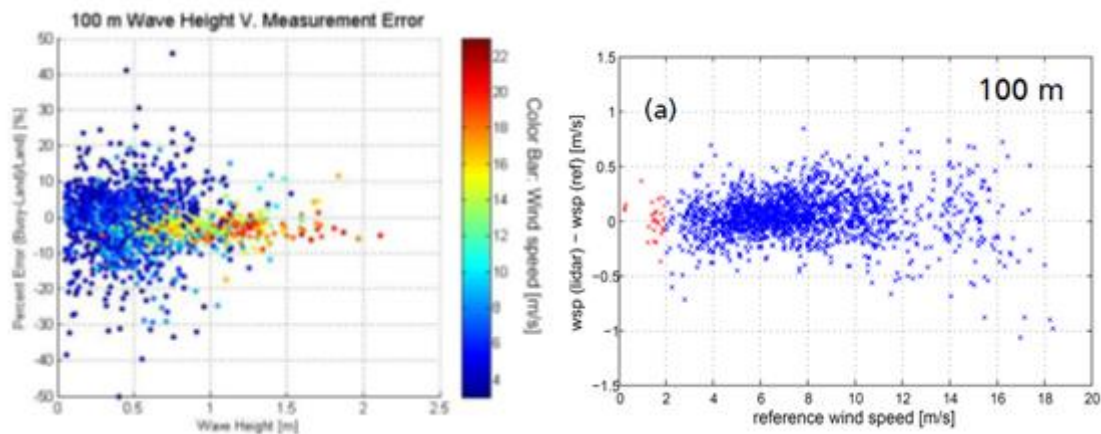


Ilustración 24 - Ejemplos de errores de sensibilidad de la velocidad del viento. Fuente: [5].

Disponibilidad

Las definiciones de disponibilidad deben ser usadas como KPIs:

- **Disponibilidad mensual del sistema** (*Monthly system availability*)
 - > La FLS está lista para funcionar de acuerdo con las especificaciones y para enviar datos, considerando todos los datos obtenidos incluyendo los *flagged* data (9999s) durante el mes, para ser considera lista al menos un dato debe ser grabado en cualquier altura.
 - > La disponibilidad media mensual del Sistema es el número de datos obtenidos en comparación con el máximo de datos posibles considerando el intervalo de 10 minutos y periodos de mantenimiento que puedan ocurrir en el mes en cuestión.
- > **Disponibilidad general del Sistema: media de la campaña** (*Overall system availability*)

- > La FLS está lista para funcionar de acuerdo con las especificaciones y para enviar datos, considerando todos los datos obtenidos incluyendo los *flagged data* (9999s) durante la duración total predefinida de la campaña
- > La disponibilidad media mensual del Sistema es el número de datos obtenidos en comparación con el máximo de datos posibles considerando el intervalo de 10 minutos y periodos de mantenimiento que puedan ocurrir durante la duración total predefinida de la campaña.
- > **Disponibilidad de datos posprocesados mensual (*Monthly post processed Monthly availability*)**
 - > La disponibilidad mensual de datos pos procesado será calculada excluyendo los datos filtrados por el Sistema interno del LiDAR, *flagged data* y aplicación de filtros de cualidad basados en los parámetros del propio sistema.
 - > Será relativo al máximo de datos posibles obtenidos considerando el intervalo de 10 minutos, desconsiderando las condiciones ambientales en este período. Es importante notar que debe haber un valor de disponibilidad de datos para cada altura de medición.
- > **Disponibilidad general de datos posprocesados (*Overall post processed availability*)**
 - > La disponibilidad general de datos pos procesado será calculada excluyendo los datos filtrados por el Sistema interno del LiDAR, *flagged data* y aplicación de filtros de cualidad basados en los parámetros del propio sistema.
 - > Será relativo al máximo de datos posibles obtenidos considerando el intervalo de 10 minutos, desconsiderando las condiciones ambientales en este período. Es importante notar que debe haber un valor de disponibilidad de datos para cada altura de medición.

Durante las pruebas de validación también se deberá registrar otros KPIs relativos a disponibilidad y fiabilidad, son estos el número de visitas para mantenimiento, número de visitas no planeadas (es necesario registrar el porqué de la visita, cuando, duración i acciones realizadas en el sistema) y tiempo que el sistema se quedará sin medir por el mantenimiento

Evaluación de la incertidumbre de FLS en las mediciones de velocidad del viento

Para evaluar la incertidumbre es comúnmente utilizado el estándar de la industria IEC 61400-12-1 el cual establece un teste de performance para evaluar equipos LiDAR *onshore* o fijo a una estructura *offshore*. Durante un teste de performance la FLS será evaluada en relación con las mediciones de referencia para una condición específica externa durante la prueba, así se puede evaluar la influencia de las condiciones externas y adicionar

La evaluación será basada en la comparación de las mediciones de velocidad del viento de la FLS y del instrumento de referencia utilizado para la prueba *offshore*. Las mediciones del FLS están vinculadas a las siguientes incertidumbres sistemáticas (binaria) que resultan de la prueba de verificación de rendimiento:

- la incertidumbre estándar del sensor de referencia;
- la desviación media del FLS y las mediciones de velocidad del viento de referencia;

- la incertidumbre estándar de la medición de una FLS se calcula como la desviación estándar de las mediciones dividida por la raíz cuadrada del número de registros de datos por intervalo;
- La incertidumbre de la FLS debido a los efectos de montaje durante la prueba de verificación de rendimiento, si corresponde.

Se debe asumir que los diferentes componentes de incertidumbre son independientes entre sí y se deben agregar en cuadratura para cada columna de velocidad del viento. Si se debe considerar la incertidumbre debida a los efectos de montaje enumerados anteriormente, puede depender del tipo específico de FLS. Para algunos tipos, se supone que el montaje puede estar cubierto indirectamente por las sensibilidades a las condiciones del mar estudiadas como parte de la prueba de clasificación del sistema.

El Sistema de referencia puede ser un LiDAR fijo, un mástil, un faro u otros, cada posibilidad será considerado una parte de la cadena de rastreo de la incertidumbre en la cual se debe evaluar. Las diferentes partes en esta cadena ofrecen posibilidades para minimizar la incertidumbre final siempre que el FLS muestre un buen rendimiento., es posible que la incertidumbre final de las mediciones de FLS sea menor cuando se utiliza una configuración óptima, por ejemplo, con un mástil con características óptimas y un sitio de prueba ideal, por lo tanto, la menor incertidumbre posible para el LiDAR de referencia, y un muy buen acuerdo entre LiDAR fijo y flotante en alta mar.

Como parte de la prueba de la FLS, se debe realizar una clasificación de la incertidumbre. En esencia, esto significa que las desviaciones observadas en la velocidad del viento entre las mediciones del FLS y el sensor de referencia están relacionadas con las variaciones en diferentes parámetros ambientales externos. Las pruebas de sensibilidad correspondientes se evalúan en términos de una regresión lineal de dos parámetros que cuantifica la dependencia.

Se puede encontrar que las siguientes variables ambientales son relevantes: exponente de perfil del viento, intensidad de la turbulencia, lluvia, disponibilidad LiDAR, dirección del viento, temperatura del aire, gradiente de temperatura, densidad del aire, inclinación del flujo, gradiente de viento. Además, para un ensayo en alta mar, la información del estado del mar debe considerarse: altura de la ola, período de la ola y cualquier otro parámetro identificado. Se calcula una clase de precisión a partir del producto de la pendiente encontrada de la regresión y un rango de variables consideradas, y solo se consideran las variables significativas.

VII. Evaluación de recursos eólicos

Habiendo realizado las mediciones durante una campaña de WRA, surge la pregunta de cómo evaluar y utilizar los resultados de la mejor manera. Es necesario describir el procesamiento y las comparaciones de datos requeridos y también los umbrales de cumplimiento y aceptación relevantes. Todas las recomendaciones descritas para evaluación de resultados de una prueba pueden y deben ser aplicadas para una campaña de WRA.

Precisión de la velocidad y dirección del viento

Se supone que en el sitio de evaluación de recursos eólicos no hay disponible un sistema de medición de dirección o velocidad del viento de referencia de alta calidad. Se debe realizar una verificación de la funcionalidad utilizando otras fuentes de datos disponibles en la captura de datos de velocidad y dirección del viento, como sería el caso de cualquier otro sistema de medición primario utilizado en la evaluación del recurso eólico.

Criterios de aceptación

Los umbrales de aceptación adecuados para la precisión y disponibilidad aplicados para la evaluación de los datos obtenidos en la prueba de validación también son aplicables a la fase de verificación previa al despliegue para el FLS. Para la fase de aceptación del recurso eólico, estas son una guía útil para el rendimiento esperado. Estos umbrales no deben interpretarse como criterios de aprobación o fallos binarios, sino que deben ser interpretados por profesionales debidamente calificados y con experiencia.

Evaluación de la incertidumbre de las mediciones de la FLS

Como la incertidumbre resultante y las sensibilidades observadas en ella se calculan a partir de las pendientes de regresión derivadas y para un rango de las variables ambientales consideradas, estos rangos o sus valores medios, respectivamente, deben predecirse por adelantado o monitorearse durante la aplicación final, por ejemplo, en el sitio real del proyecto de parque eólico marino. Para el monitoreo de las condiciones externas, se debe garantizar que todas las variables ambientales que se consideren significativas se midan durante la aplicación, ya sea con un sensor que forma parte de la FLS en sí o con un sistema de medición adicional cercano.

Un resultado alternativo de una prueba de sensibilidad podría ser que el rendimiento de una FLS ya no es aceptable para un cierto rango de condiciones o está asociado con una mayor incertidumbre. Los límites correspondientes para ciertas variables ambientales deben identificarse y considerarse para la evaluación de las mediciones finales, ya sea para filtrar los datos de velocidad del viento correspondientes o para asignarles una mayor incertidumbre. La base de datos para la identificación de estos límites debe ser tan larga y significativa como sea posible.

Se deben tener en cuenta los siguientes componentes para evaluar la incertidumbre de las mediciones FLS finales:

- incertidumbre resultante de la prueba de verificación de desempeño FLS;
- incertidumbre resultante de la clasificación del FLS;
- incertidumbre debido a los efectos de montaje de la FLS o el dispositivo LiDAR dentro de la FLS, si no está cubierto por las sensibilidades encontradas para la prueba de clasificación.

De este modo, se asume que el flujo dentro del volumen de medición de la FLS es suficientemente homogéneo y no hay una variación significativa en el flujo a través del lugar de interés. Si estas suposiciones no son válidas, se deben considerar componentes de incertidumbre adicionales.

Sigue abajo un resumen del procedimiento completo descrito para evaluar la incertidumbre de las mediciones de FLS (velocidad del viento).

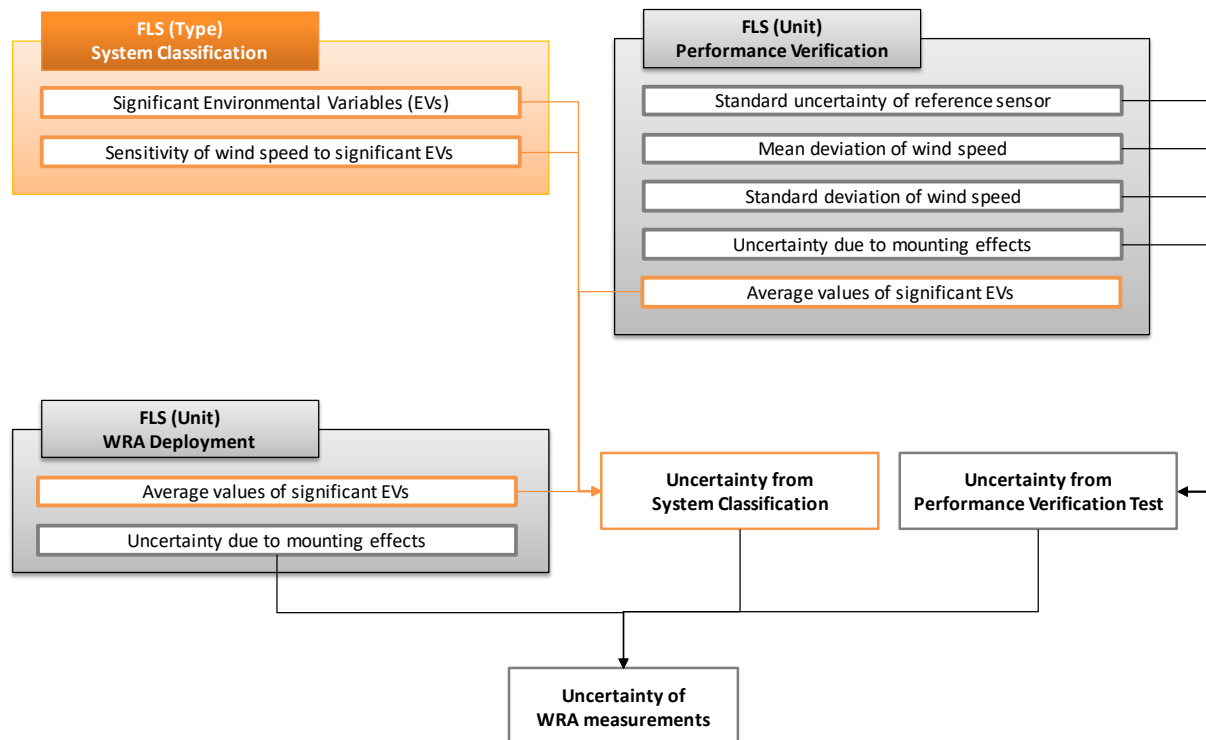


Ilustración 25 - Flujograma resumiendo el procedimiento de evaluar la incertidumbre. Fuente: [5].

Lecciones aprendidas

La oportunidad de aprender de la experiencia durante una implementación de una FLS es considerable. Se recomienda que haya una actividad formal de lecciones aprendidas que involucre a todos los interesados al finalizar un proyecto. El alcance de la actividad debe incluir todos los aspectos, incluida la planificación, adquisición, implementación, mantenimiento, recuperación, así como la precisión y confiabilidad del sistema. Cuando sea posible y reconociendo las sensibilidades comerciales, los detalles de las lecciones aprendidas deberían difundirse a la industria eólica marina en general.

5.

5. Normativas para las Boyas

IALA guidelines 1099 hydrostatic design of buoys and 1066 design of Floating aid to navigation mooring

La navegación es una industria internacional que se regula a través de organizaciones internacionales. Las naciones han reconocido los beneficios y ventajas de regular y controlar la navegación a través de una normativa internacional. Esas organizaciones pueden ser intergubernamentales (ej. La Organización Marítima Internacional (OMI), la Unión Internacional de Telecomunicaciones (ITU), o no gubernamentales. La Asociación Internacional de Ayudas a la Navegación y de Autoridades de Faros (IALA) es una organización no gubernamental sin ánimo de lucro dedicada a la armonización de las ayudas a la navegación. Se formó en 1957 como una asociación técnica con el objetivo de proporcionar un marco de trabajo a las autoridades de ayudas a la navegación, fabricantes y consultores de todas partes del mundo y de hacer un esfuerzo común dirigido a seguridad en la mar.

De acuerdo con la IALA la FLS se considera una boya ODAS (Ocean Data Acquisition System), son las iniciales en inglés de Sistema de Adquisición de Datos Oceánicos, las boyas ODAS son un conjunto de estaciones distribuidas por los océanos que colectan varios tipos de informaciones sobre corrientes, mareas, temperatura del agua, salinidad, etc. Muchas de estas estaciones están colocadas en boyas y son consideradas marcas especiales. Las marcas especiales no tienen como objetivo principal ayudar a la navegación, sino indicar una zona o una configuración particular cuya la naturaleza exacta está indicada en la carta u otro documento náutico. En estos casos las boyas de acuerdo con el Sistema de Balizaje Marítimo de la IALA tienen este aspecto, la forma de X y el color amarillo, si tienen luz tendrá que ser amarilla. La luz no es un requerimiento de la IALA, pero sí de la autoridad portuaria local, a fin de organizar el tráfico marítimo alrededor del puerto. La autoridad local irá regular cual alcance debe disponer la luz además de tener sistema propio de generación de energía y en algunos sitios también se requiere visitas periódicas (mensuales o bimensuales) a la boya para asegurar el estado de la boya y de la luz. Para evitar la posibilidad de confundir el amarillo con el blanco cuando la visibilidad no es buena, los ritmos de las luces amarillas son distintos a los empleados en las luces blancas de las marcas cardinales. La forma de las boyas de las marcas especiales no se prestará a confusión con las de las boyas de las marcas cuyo objeto principal es ayudar al navegante. Por ejemplo, una boya de marca especial colocada a babor de un canal puede ser cilíndrica, pero no cónica. Como sigue abajo:



Ilustración 26 - ejemplo de una marca especial según la IALA. Fuente: [7].

Las señales luminosas definidas para marcas especiales designadas pela IALA son las que siguen en la tabla abajo:

Marca	Carácter rítmico de la luz	Observaciones y otras recomendaciones
PELIGRO AISLADO	(a) Luz de grupos de dos destellos en un periodo de cinco segundos (b) Luz de grupos de dos destellos en un periodo de diez segundos	Solo se utiliza el color blanco La duración acumulada de un destello y del intervalo de oscuridad en un grupo debe estar comprendida entre 1 s. y 1,5 s. La duración acumulada de un destello y del intervalo de oscuridad en un grupo debe estar comprendida entre 2 s. y 3 s.
SEÑAL DE AGUAS NAVEGABLES	(a)Luz de destellos largos con periodo de 10 segundos (b) Luz isofase. (c) Luz de ocultaciones aisladas (d) Luz de señales Morse mostrando sólo la letra "A "	Solo se utiliza el color blanco
ESPECIAL	(a) Luz de grupos de ocultaciones . (b) Luz de destellos aislados excepto luz de un destello largo en un periodo de diez segundos. (c) Luz de grupos de cuatro, cinco o excepcionalmente seis destellos. (d) Luz de Grupos complejos de destellos c. (e) Luz de señales Morse no mostrando las letras "A " o " U " 20	Solo se utiliza el color amarillo . Una luz de grupos de cinco destellos con la frecuencia de 30 destellos por minuto en un periodo de 20 segundos se asigna a las boyas de los sistemas de adquisición de datos oceanográficos (SADO)

Tabla 7 – Ritmo de destellos de acuerdo con la IALA. Fuente: [4].

La IALA no requiere la utilización del AIS AtoN (*Aid to navigation*) en la boya, pero si lo recomienda su utilización como ayuda a la navegación. De esta manera ayuda a evitar que un buque sea alertado de la existencia de la boya, una vez que la boya dispone de AIS, será requerido junto a las autoridades portuarias un número MMSI (*Maritime Mobile Service identity*) que será único de la boya y su posición. O sea, cuando una embarcación se acerque a la boya recibirá un mensaje en su AIS, alertando sobre la boya e indicando su posición. No hay requerimiento sobre cual tipo de AIS se debe usar, en general el tipo 01 (solo emite la posición) es el elegido ya que demanda menos consumo. Pero hay muchos modelos tipo 03 (emite y recibe) que se puede configurar para funcionar como se fuera un tipo 01.

IEC 61400-12-1:2005 “Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines”

Esta parte de IEC 61400 especifica un procedimiento para medir las características de rendimiento de potencia de un solo aerogenerador y se aplica a las pruebas de aerogeneradores de todos los tipos y tamaños conectados a la red eléctrica. Además, esta norma describe un procedimiento que se utilizará para determinar las características de rendimiento energético de los aerogeneradores pequeños (según se define en IEC 61400-2) cuando se conectan a la red de energía eléctrica o al banco de baterías. El procedimiento puede usarse para evaluar el desempeño de turbinas específicas en ubicaciones específicas, pero igualmente la metodología puede usarse para hacer comparaciones genéricas entre diferentes modelos de turbinas o diferentes configuraciones de turbinas.

Las características de rendimiento de la potencia del aerogenerador están determinadas por la curva de potencia medida y la producción de energía anual estimada (AEP). La curva de potencia medida se determina mediante la recopilación de mediciones simultáneas de la velocidad del viento y la potencia de salida en el sitio de prueba durante un período lo suficientemente largo como para establecer una base de datos estadísticamente significativa sobre un rango de velocidades del viento en condiciones de viento y atmosféricas variables. El AEP se calcula aplicando la curva de potencia medida a las distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento de referencia, asumiendo una disponibilidad del 100%.

La norma describe una metodología de medición que requiere que la curva de potencia medida y las cifras de producción de energía derivada se complementen con una evaluación de las fuentes de incertidumbre y sus efectos combinados.

6. Mercado actual

De acuerdo con el informe anual presentado por la *Global Wind Energy Council (GWEC)* referente al año de 2018 el mercado *offshore* ha experimentado un crecimiento de 4.5 GW con relación al año anterior. La energía eólica offshore ha representado 4 % del total de potencia instalada en el último año, hay la expectativa de que en 2025 podrá representar más de 10 % del total instalado anual.

MW, offshore	New installations 2017	Total installations 2017	New installations 2018	Total installations 2018
Total offshore	4,472	18,658	4,496	23,140
Europe	3,196	15,630	2,661	18,278
United Kingdom	1,715	6,651	1,312	7,963
Germany	1,253	5,411	969	6,380
Belgium	165	877	309	1,186
Denmark	0	1,268	61	1,329
Netherlands	0	1,118	0	1,118
Other Europe	63	305	0	302
Asia-Pacific	1,276	2,998	1,835	4,832
China	1,161	2,788	1,800	4,588
South Korea	3	38	35	73
Other Asia	112	172	0	171
Americas	0	30	0	30
USA	0	30	0	30

Tabla 8 - Instalaciones offshore. Fuente: [25].

Mientras se espera que Europa pueda crecer entre 3 a 4 GW año, Asia puede llegar a instalar entre 5 y 7 GW al año, caso los gobiernos se mantienen comprometidos e invirtiendo en el mercado. La potencia instalada en el offshore de Reino Unido a lo largo del año de 2018 ha sido superada en 37% por la instalada en China. En los próximos años, se espera que Asia sea la región impulsora del desarrollo eólico, aunque este crecimiento esperado está supeditado a un importante compromiso de los gobiernos con las políticas que fomentan los proyectos en este campo.

Al revés del mercado de Oil & Gas, en el cual países como Corea del sur y Japón no tenían oleo en su offshore y se quedaron de fuera, en el mercado eólico han demostrado ofrecer un grande potencial de instalación de parques eólicos alrededor de su costa. Los principales mercados eólicos offshore en crecimiento en Asia son Taiwán, Corea del Sur y Japón. En estos mercados, las inversiones en proyectos y cadenas de suministro están evolucionando, y los proyectos están madurando. India y Vietnam se

encuentran en sus primeras etapas, pero con un potencial eólico marino de 27 GW (Vietnam) y 60 GW (India). Vietnam ya ha instalado 99 MW de capacidad offshore.

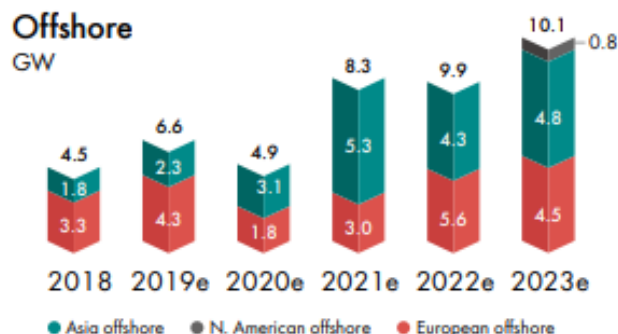


Tabla 9 - Proyección de nuevas instalaciones. Fuente: [25].

En América del Norte se han ofertado muchos proyectos en la costa este del país, la región de Massachusetts y New York ofrecen buenas condiciones y se presenta como un importante *hub* para el desarrollo del mercado en el país.

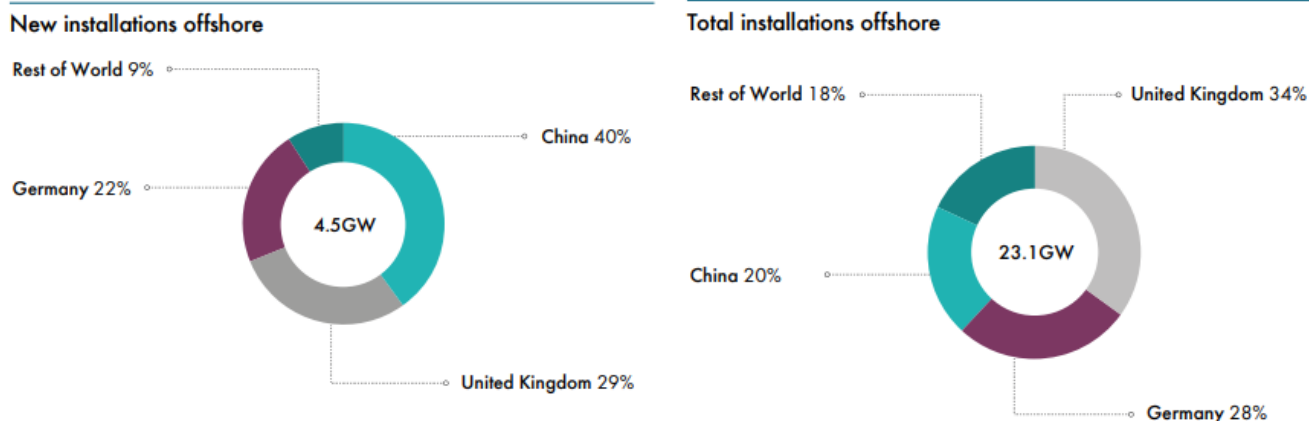


Tabla 10 - Distribución geográfica Eólica offshore. Fuente: [25].

Para que la industria offshore se globalice, las condiciones del mercado deben estar en su lugar para apoyar el crecimiento. Además de los procesos administrativos para permisos y aprobaciones, esto incluye el apoyo de los gobiernos para las inversiones en proyectos y la cadena de suministro. Este crecimiento es una gran oportunidad para países con grandes recursos, como Brasil, Indonesia, India, Filipinas, Sudáfrica, Sri Lanka y Vietnam. Por ejemplo, Vietnam tiene un potencial técnico de energía eólica marina de 309 GW, Sudáfrica 356 GW y Brasil 526 GW, lo que representa una posibilidad para grandes proyectos de energía eólica marina en áreas con alta demanda de energía.

Actualmente en el mercado de FLS, la cantidad de despliegues conocidas, incluidas las pruebas de validación y los despliegues para una campaña de WRA, ya superan 85. Hay la expectativa en mercado de que el número total de despliegues siga creciendo a lo largo del año de 2019. Consta que 13 tipos de

FLS instaladas en aproximadamente 40 ubicaciones, principalmente en el norte de Europa pero que también incluyen la América del Norte y Asia.

FLS	Date of First Deployment	Number of deployments to date
AXYS FLiDAR WindSentinel	October 2009	24
SeaZephIR	November 2009	3
AXYS FLiDAR 4M	September 2011	12
EOLOS FLS200	May 2013	5
DeepCLiDAR	June 2013	2
Fraunhofer IWES Wind LiDAR Buoy	August 2013	10
Nass&Wind M ³ EA	January 2014	2
Fugro OCEANOR SEAWATCH	April 2014	19
Babcock FORECAST	May 2014	2
seaLiDAR	July 2015	1
Eolfi Spar	May 2016	1
AKROCEAN WINDSEA	July 2017	2
DEWI with Leosphere	September 2017	1

Tabla 11 - Cantidad de despliegues de FLS. Fuente: [8].

En los últimos dos años el crecimiento de la industria del LiDAR flotante es una importante demostración de que el mercado de LiDAR flotante irá acompañar el crecimiento de la eólica offshore. Por esta razón en el mercado están surgiendo nuevas empresas, con nuevos modelos de FLS. Los tipos de FLS, sus primeras fechas de instalación i el nivel de madurez asociado a cada modelo que ha probado un sistema:

System Name	First Deployment	LiDAR Used	Independently Reported Maturity Stage
AXYS FLiDAR WindSentinel	2009	ZephIR 300, Windcube v2	Stage 2
SeaZephIR	2009	ZephIR 300	
AXYS FLiDAR 4M (FLiDAR)	2011	ZephIR 300, Windcube v2	Stage 2
EOLOS FLS200	2013	ZephIR 300	Stage 2
DeepCLiDAR	2013	Windcube v2	Stage 2 ¹
Fraunhofer IWES Wind LiDAR Buoy	2013	Windcube v2, ZephIR 300	Stage 2
Nass&Wind M3EA	2014	Windcube v2	
Fugro Oceanor SEAWATCH	2014	ZephIR 300	Stage 2
Babcock FORECAST	2014	ZephIR 300	Stage 2
SeaLiDAR	2015	ZephIR 300	
Eolfi Spar	2016	Diabrezza (Mitsubishi Electric) or other	
AKROCEAN WINDSEA	2017	Windcube v2, ZephIR 300	
DEWI with Leosphere	2017	Windcube v2	

Tabla 12 - Visión general del mercado de FLS. Fuente: [8].

Hoy en día hay en el mercado dos grandes retos es superar las pruebas necesarias para alcanzar el nivel comercial de madurez del modelo (Stage 3), el segundo es adecuar la FLS para operar en lugares con mayor profundidad, ya que los aerogeneradores flotantes se han presentado como una interesante solución para lugares donde el coste de instalación en el suelo es demasiado caro, así como los esfuerzos sufridos por el equipo tendrán un gran impacto en su diseño. El reto de superar el *stage 3* se presenta aún más complicado por la dificultad de las empresas de acompañar la demanda global del mercado. Como se ha comentado anteriormente para superar este hito se hace necesario disponer de tres boyas realizando pruebas por tres meses, en un momento que las empresas están disputando cada nuevo producto disponible en el mercado. La demanda se demostrar tan alta que boyas en stage 1 también han sido aprovechada en proyectos. Realizando un breve análisis del mercado se puede decir que actualmente hay cuatro empresas que pueden en poco tiempo aliando una buena gestión de tiempo e inversión financiera, alcanzar el stage 3 son Axys, EOLOS, Fraunhofer y Fugro.

AXYS Technologies Inc.

La empresa canadiense Axys, empresa que tiene más tiempo en el mercado, con el mayor número de proyectos de FLS, 36 proyectos hasta el final del 2018. Esa cantidad de despliegues hace que tengan mucha experiencia en el diseño, fabricación y operación de sistemas de monitoreo ambiental remoto en todo el mundo. Actualmente tienen reconocido dos modelos de FLS habiendo superado los requisitos para el *stage*, son ellas Axys FLiDAR WindSentinel y la Axys FLiDAR 4M. La FLS modelo *WindSentinel* tiene su casco fabricado en aluminio en un formato similar a un barco, lo que ayuda con el comportamiento en las olas, mientras la boya 4M de polietileno, siendo un modelo *Spar* que no debe ser sensible al movimiento del mar. La desventaja del modelo *Spar* es que su diseño no permite que se quede de pie en el plano, sea la cubierta de un barco o en el Puerto sin asistencia de soportes especiales. El modelo *WindSentinel* es muy resistente, pero tiene como su principal fuente de generación de energía la célula de combustible, exigiendo gran cantidad de combustible y visitas a la boya para repostar el combustible, mientras los otros modelos en el mercado disponen de mayor capacidad de generación energética por fuentes solar y eólica.

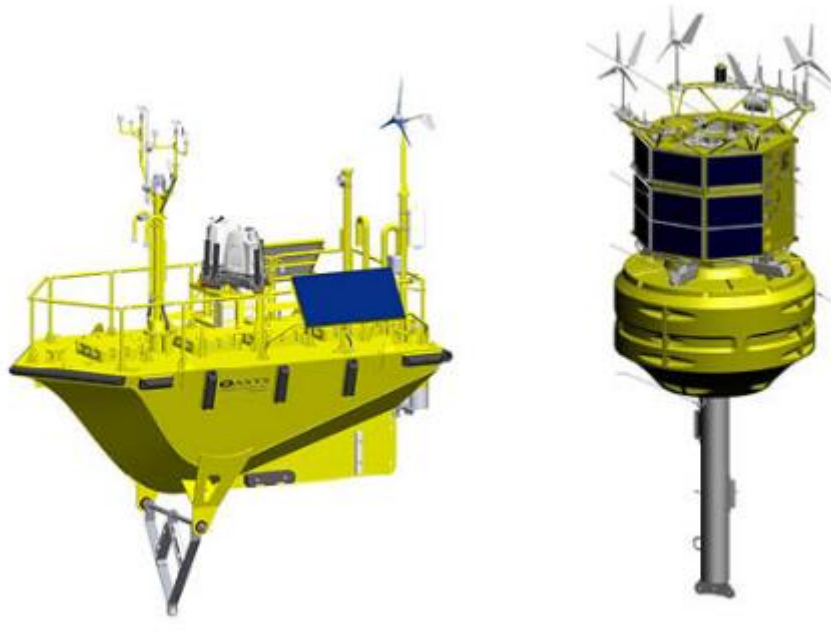


Ilustración 27 - Boyas Axys Technologies. Fuente: [17].

Pero la empresa no se limita a LiDAR flotantes ofreciendo una gama de otros tipos de sensores oceanográficos, como por ejemplo boyas *wave rider* y boyas meteorológicas. La empresa era la única en el mercado que ofrecía tanto el ZX LiDAR como el Windcube.

EOLOS Floating LiDAR Solutions

La empresa catalana EOLOS fue creada en el año de 2014, con el enfoque de crear unidades de LiDAR flotante. La empresa ha realizado más de cinco campañas de medición del viento y ha alcanzado el *stage* 2 con su modelo FLS200 que utiliza un modelo de LiDAR ZX300M. La empresa que hasta 2018 solo tenía proyectos en Europa, está expandiendo para América del norte y Asia. La FLS200 es una boya que tiene algunas buenas ventajas como la posibilidad de desmontarla para facilitar el transporte, se adecuando al camión o contenedor. La instalación de la boya es muy sencilla debido a su peso de menos de 4 Tn, posibilitando el uso de un gran rango de embarcaciones. Su diseño con la parte inferior generando apoyo en el suelo en cuatro puntos posibilita la realización del mantenimiento a bordo de la boya o en la cubierta de un barco.



Ilustración 28 - Boya FLS200 da empresa EOLOS Floating LiDAR Solutions. Fuente: [15].

Fraunhofer

La empresa académica alemana *Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology*, tiene el enfoque en la investigación de nuevas tecnologías. La Fraunhofer ha desarrollado el modelo *Spar* llamado *Fraunhofer IWES Lidar buoy* que utiliza un modelo de LiDAR ZX300M u el modelo *Windcube*, la FLS ha alcanzado el *stage 2* según la Carbon Trust. La empresa tiene una grande ventaja de recibir financiación por parte del gobierno alemán, el que posibilita una seguridad para el desarrollo de la empresa. La boya tiene sistemas de generación de energía eólico, solar y células de combustible. La empresa ha sido la primera en el mercado a instalar una FLS en China.



Ilustración 29 - Boya Fraunhofer. Fuente: [14].

Fugro

La Fugro (FUnderingstechniek en GRondmechanica) es una empresa holandesa que presta servicios para la industria de la explotación y la producción de petróleo y gas. Tiene las siguientes tres divisiones internas: Geotecnia, inspecciones y geociencia. Su sede se encuentra en la ciudad de Leidschendam. Por ser parte de una grande empresa del mundo marino tiene una grande ventaja de tener a su lado el soporte de operaciones y mantenimiento de una empresa con muchos activos en el mundo *offshore*, como barcos, *ROVs* o buceadores. La Fugro ha alcanzado el *stage 2* con su boya modelo *Spar* llamada *Seawatch Wind LiDAR Buoy* que utiliza un modelo de LiDAR ZX300M. Tiene la ventaja de ser la boya más pequeña del mercado, pero su tamaño no posibilita muchos sistemas de generación de energía como las otras boyas más robustas en el mercado, dependiendo principalmente de las células de combustible haciendo con que las visitas a la boya sean más frecuentes.



Ilustración 30 - Boya da empresa Fugro. Fuente: [23].

Conclusión

Con este trabajo, se ha logrado el objetivo de presentar la información disponible sobre el mercado eólico offshore, en lo referente a la nueva tecnología LiDAR flotante, que está ayudando a disminuir los costes de implementación y mantenimiento de los parques, haciendo que estos sean una fuente de energía cada vez más competitiva frente a las otras fuentes renovables.

Las empresas del mercado LiDAR flotante tendrán algunos retos importantes en un corto espacio de tiempo, ya que deberán adecuar su capacidad de producción para atender la demanda mundial, sin perder la fiabilidad del producto. Así, por ejemplo:

La pequeña cantidad de empresas disponibles en el mercado requiere que tengan que operar en todo el planeta, debiendo superar un gran reto de logística. Con la evolución de los aerogeneradores flotantes, se está requiriendo que los proyectos de las boyas tengan que evolucionar su sistema de fondeo y robustez para que puedan operar en lugares cada vez más lejos de la costa y más profundos.

Además, para una empresa del ámbito marino, el hecho de operar en muchos países significa trabajar con diferentes Gobiernos y Autoridades portuarias, con lo cual, debe aplicar diferentes normativas y adaptar el producto para conseguir los permisos locales.

El aumento de la demanda también generará un aumento de los requerimientos sobre el producto, como por ejemplo la exigencia en haber superado el stage 3 del OWA Roadmap.

En relación con el punto anterior, la empresa Carbon Trust tendrá un importante rol, al guiar las empresas del sector a lo largo del proceso para superar los retos descritos. Para ello, deberá evolucionar sus recomendaciones basadas en la experiencia del mercado y garantizar que todo el soporte requerido esté disponible en el mercado.

A pesar del liderazgo de Carbon Trust, sólo con un trabajo en grupo de todas las empresas será posible tener éxito y proveer datos con una calidad indudable a con costes cada vez más bajos, a fin de hacer competitivo el producto y la energía eólica.

7. Bibliografía

- [1] Schepers, Gerard. Introduction and Global description of main Wind Energy Aspects. University of applied Science, Groningen, NE, 2015
- [2] Schepers, Gerard. Wind Resources/Wind Conditions. Energy Research Centre of the Netherlands.
- [3] IALA Guideline No. 1098 on the Application of AIS – AtoN on Buoys, Edition 1, May 2013.
- [4] IALA AIDS to Navigation Manual. Edition 5, 2006
- [5] Carbon Trust OWA Recommended Practices for Floating LiDAR Systems. Issue 1.0, 25 October 2016
- [6] Carbon Trust OWA Roadmap for the Commercial Acceptance of Floating LiDAR Technology. Version 2.0, October 2018.
- [7] J. Lubliner, J. Oliver, S. Oller and E. Oñate. *A plastic-damage model for concrete*. International Journal of Solids and Structures. 1989, 25(3): 299-326
- [8] International Electrotechnical Commission. *IEC 61400-12: Wind turbines - Part 12: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. 12. International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 1st PPUB edition, 2005b.
- [9] IEA Wind Annex 32 Work Package 1.5, "State-of-the-Art Report: Recommended Practices for Floating Lidar Systems". Issue 1.0, 2 February 2016.
http://www.ieawindtask32.ifb.uni-stuttgart.de/wp-content/uploads/2016/01/IEA-StateOfArtFloatingLIDAR-2Feb2016_v1.0.pdf
- [10] Gottschall, J., Wolken-Möhlmann, G., Viergutz, T., and Lange, B., *Results and conclusions of a floating Lidar offshore test*, DeepWind 2014, 22-24 January, Trondheim, Norway. Also: Energy Procedia 53 (2014), pp 156-161, DOI: 10.1016/j.egypro.2014.07.224
- [11] IEC 61400-12-1 Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Annex L. IEC-TC88 Maintenance Team MT12-1, Draft CDV version, 22 July 2015
- [12] OWA Deployments of Floating LiDAR Systems -
https://www.carbontrust.com/media/677598/uflr_d04_floatinglidarrepository_210318_final-feb19_2.pdf
- [13] WIND POWER CAPACITY WORLDWIDE REACHES 600 GW, 53,9 GW ADDED IN 2018 -
<https://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018/>
- [14] Domínguez Serantes, Iván; Estudio del potencial eólico en la Península Ibérica, Julio 2016 -
<http://ephyslab.uvigo.es/new-site/wp-content/uploads/2019/04/TFG-Ivn-Def.pdf>
- [15] Artillo García, Manuel. Estudio del Potencial Eólico y Viabilidad de Parque Eólico en Andalucía. Sevilla, 2017. -
http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/91209/fichero/Borrador_Definitivo_7.pdf
- [16] Moreno Figueredo, Conrado. Como medir la potencialidad del viento.
<http://www.cubasolar.eu/biblioteca/energia/Energia55/HTML/articulo03.htm>
- [17] Insight of Floating LiDAR - <https://www.offshorewind.biz/2019/03/04/insight-floating-lidar/>

- [18] IWES Fraunhofer webpage - https://www.iwes.fraunhofer.de/en/press---media/archiv_2015/iwes-lidar-buoy.html
- [19] Eolos Floating Lidar Solutions webpage - <https://www.eolossolutions.com/>
- [20] Leosphere webpage - <https://www.leosphere.com/lidar/applications/wind/>
- [21] AXYS Technologies webpage - <http://axystechnologies.com/wp-content/uploads/2016/10/AXYS-FLiDAR.pdf>
- [22] Carbon Trust drives industry acceptance of new floating LiDAR Systems - <https://www.carbontrust.com/news/2017/05/carbon-trust-drives-industry-acceptance-of-new-floating-lidar-systems/>
- [23] Puerta León, Alfonso. Análisis de curva de velocidad del viento y altura: Propuesta de identificación de patrones. Cartagena, Octubre, 2018 - <http://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/7361/tfm-pue-ana.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [24] What are advantages and disadvantages offshore wind farms - <https://www.americangeosciences.org/critical-issues/faq/what-are-advantages-and-disadvantages-offshore-wind-farms>
- [25] Aquaret Delivering Knowledge and Understanding - http://www.aquaret.com/indexf503.html?option=com_content&view=article&id=162&Itemid=305&lang=pt
- [26] De Prado González, Iker. Estudio de implementación de un parque eólico offshore flotante en la costa de Cantabria. Febrero, 2018 - <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/13336/IPG.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [27] Fugro webpage - <https://www.fugro.com/docs/default-source/about-fugro-doc/ROVs/seawatch-wind-lidar-buoy-flyer.pdf?Status=Master&sfvrsn=0>
- [28] ZX Lidar webpage - <https://www.zxlidars.com/>
- [29] GWEC, Global Wind Report, 2018
- [30] Cuestionario aerogeneradores - <http://tecnologiajuliafernandez.blogspot.com/2014/04/cuestionario-aerogeneradores.html>
- [31] Manwell, J.F., McGowan, J.G. and Rogers, A.L. (2010, 2nd edn) Wind Energy Explained, John Wiley & Sons, New York.
- [32] Danish Wind Industry Association - <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/annu.htm>

